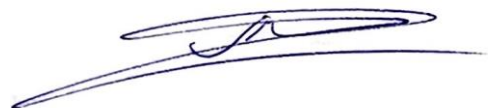


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«АЛТАЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ЯЩЕНКО АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ

**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ**

08.05.05 - Экономика и управление народным хозяйством
(экономика, организация и управление предприятиями, отраслями,
комплексам – промышленность)

Диссертация на соискание ученой степени
доктора экономических наук

Научный консультант
доктор экономических наук, профессор
Межов Степан Игоревич

Барнаул - 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ВЛИЯНИЕ СИБИРСКОГО РЕГИОНА НА СОЦИАЛЬНО- ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РОССИИ.....	20
1.1. Системно-концептуальные проблемы выбора модели экономики России.....	20
1.2. Проблемы и перспективы социально-экономического развития Сибири	32
1.3. Парадигма конкурентной модели электроэнергетической отрасли и ее влия- ние на экономику	44
Выводы по первой главе	56
2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ.....	59
2.1. Анализ моделей организации электроэнергетики в аспекте их влияния на экономику	59
2.2. Характеристика методов и инструментов исследования предметной области в рамках выбранного методологического подхода	71
2.3. Формирование концепции и моделей взаимодействия участников электроэнергетического рынка.....	81
Выводы по второй главе	90
3. АНАЛИЗ ПРАКТИКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ АЛТАЙСКОГО КРАЯ).....	94
3.1. Характеристика структуры и организации оптового рынка электрической энергии.....	94
3.2. Характеристика механизма деятельности розничного рынка	105
3.3. Исследование финансово-экономического механизма деятельности Гарантирующего поставщика.....	110
3.4. Анализ финансово-экономического состояния генерирующих компаний и потребителей в цепочке снабжения электроэнергией и мощностью	128
3.5. Взаимодействие поставщиков электроэнергии и мощности с потребителями: анализ практики	146
Выводы по третьей главе	155

4. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	157
4.1. Формализация процедур ценообразования на электроэнергию для «прочих потребителей» розничного рынка	157
4.2. Моделирование взаимодействия участников электроэнергетического рынка.....	174
4.3. Оценка взаимодействия на основе модели равновесных трансфертных цен	191
Выводы по четвертой главе	204
5. ТРАНСФОРМАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ: АНАЛИЗ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	206
5.1. Влияние структурных и транзакционных издержек на механизм ценообразования: моделирование взаимодействий	206
5.2. Методы снижения цены на электроэнергию	221
5.3. Предложения и рекомендации по совершенствованию существующих методов и процедур поставки электроэнергии конечным потребителям	236
Выводы по пятой главе	245
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	249
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	252
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	283

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Проблемы электроэнергетики широко обсуждаются в профессиональном, научном и экспертном сообществах, однако к практическим решениям это не приводит. Как представляется, РАО ЕЭС до реформ объективно ничто не мешало эффективно функционировать в условиях, которые сложились в предыдущие годы. Все институты, правила, законы, соответствующая среда, инженерное и техническое обеспечение было в наличии. Отрасль обладала огромным позитивным опытом работы электроэнергетики на протяжении многих десятилетий. Строились гидро- и атомные электростанции, новые сети. Ее организация наилучшим образом соответствовала технологическим особенностям производства и поставки электроэнергии: специфический продукт – электрическая энергия, одномоментность производства и потребления, сетевая связность потребителей и производителей, что нехарактерно для отношений агентов на обычных товарных рынках. Перестройка естественной, эволюционно сложившейся организации взаимодействия электроэнергии и экономики под лозунгом рыночного реформирования не дала ожидаемого результата. Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологически связанные производственные подсистемы и заставить их конкурировать, фактически не удалась. Предложенный конгломерат оптового и розничного рынков, сложные механизмы ценообразования и различные инфраструктурные образования, основным назначением которых является регулирование поставок электроэнергии по различным ценовым зонам и категориям не привел к появлению ожидаемого конкурентного рынка. В этом контексте теоретические и прикладные исследования по осмыслению итогов реформирования электроэнергетики, методов и инструментов трансформации механизмов взаимодействия с экономикой, а также выбор методологических и методических подходов к реализации системных принципов совершенствования электроэнергетической отрасли является актуальной и востребованной задачей.

Степень разработанности проблемы. Изучая публикации многих авторов, по различным аспектам как электроэнергетики отдельно, так и по вопросам ее взаимодействия с экономикой, и на основе обобщения устоявшегося в научной литературе спектра теоретических и прикладных воззрений на проблемы отрасли и возможные варианты их устранения, можно выделить наиболее распространённые взгляды и точки зрения, краткая характеристика которых, приведена ниже.

Такие ученые как А.В. Аганбегян, Дж. Стиглиц, О.Э. Бессонова, С.Ю. Глазьев, М.Г. Делягин, В.В. Ивантер, Г.Б. Клейнер, В.А. Крюков, Б.Л. Лавровский, В.Е. Селивёрстов, В.В. Кулешов, В.М. Полтерович, Б.Н. Порфирьев, И.С. Межов на основе анализа реформ 1990-х – 2000-х годов в России 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 этот реальный эксперимент высветил, по мнению многих экономистов, несостоятельность ряда авторитетных теорий, гипотез, допущений и упрощений экономической теории рынка.

Ряд специалистов – В.А. Крюков, В.В. Кулешов, В.И. Суслов, В.Е. Селивёрстов, О.А. Баранов, В.Г. Басарева, Н.В. Горбачева, Н.Н. Михеева, А.Э. Конторович, О.В. Игнатова, Н.И. Суслов – считают, что задержка положительного воздействия на социально-экономическую сферу Сибири определяют снижение темпов развития всей России.

Исследованию проблем энергетики времен реформирования РАО ЕЭС посвящено большое количество работ таких авторов как Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Волконский, А.И. Кузовкин, Т.Р. Генш, Ю.Д. Кононов, А.А. Макаров, В.П. Проценко, В.А. Малахов, К.В. Несытых, А.И. Карпович, В.Ф. Цибульский, 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 Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.В. Труфонов, В.А. Волконский, А.И. Кузовкин, Е.В. Гальперова, К.И. Денисов, В.В. Копеин.

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

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

В работах А.А. Макарова, Н.И. Воропая, С.В. Подковальникова, В.В. Труфопова, Ю.Д. Кононова, Р.Б. Крепкова, А.И. Кулапина, Е.С. Мозговой, М.Е. Байзакова, Г.П. Кутового, Е.В. Аметистова, И.А. Квасова, А.Ю. Шаровой 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 В.А. Волконский, А.И. Кузовкин, Н.И. Воропай, С.И. Паламарчук, В.А. Стенников, К.А. Карпов, В.В. Кудрявый, В.А. Малахов, К.В. Несытых, Ю.А. Орлова, В.П. Османова анализируют виды монополизма и методы государственного регулирования в электроэнергетике: Теоретические

подходы и опыт использования на практике конкуренции в электроэнергетике развитых стран.

Значительное число ученых и практиков, а именно С.С. Белобородов, Ф.В. Веселов, А.И. Соляник, В.А. Волконский, А.И. Кузовкин, Е.В. Гальперова, Т.Р. Генш, Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева, А.Ю. Колпаков, Р.Б. Крепков, В.В. Кудрявый, А.И. Кулапин, Г.П. Кутовой, В.В. Коссов 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 Н.И. Воропая, С.В. Подковальникова, В.В. Труфонова, А.А. Макарова, С.И. Межова, А.С. Плещинского, В.В. Титова, И.С. Межова.

Проблемы трансакционных издержек, теоретические положения институциональной экономики использовались в диссертации для объяснения механизмов ценообразования в звене поставщик – потребитель на основании работ таких авторов как О.Э. Бессонова, С.Ю. Глазьев, Дж. Дози, А. Кавато, С.Ю. Колодий, М.М. Манукян, Л.В. Борzych, А.С. Плещинский, Дж. Стиглиц, О.И. Уильямсон, Й. Шумпетер, Р.Р. Чельсон, G.S. Becker, И.С. Межов, и в частности, при взаимодействии поставщиков электроэнергии и потребителей таких авторов как С.С. Белобородов, В.А. Волконский, А.И. Кузовкин, Н.И. Воропай, С.И. Паламарчук, В.А. Стенников, Е.В. Гальперова, Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева, В.В. Кудрявый, Г.П. Кутовой.

Как показали наши исследования, разрушение естественной, эволюционно сложившейся организации взаимодействия электроэнергии и экономики под лозунгом рыночного реформирования не дало ожидаемого результата. Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологиче-

ски 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 экономики. Предпринята попытка на основе разных подходов и инструментов выявить основные причины и составляющие роста тарифов и цен.

Целью диссертационного исследования является разработка теоретико-методологических основ совершенствования взаимодействия поставщиков электроэнергии и потребителей – представителей сектора 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. Установить основные концептуальные и теоретические подходы к научному описанию проблем взаимодействия электроэнергетики и экономики с позиций рыночной и институциональной теории.

2. Изучить генезис постреформенной электроэнергетики РФ, позитивные и негативные особенности, факторы ее функционирования и влияние на рост экономики; а также уточнить характер влияния теории институциональной экономики на действующую модель взаимодействия электроэнергетики и экономики.

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. Произвести постановку задачи и разработать формальную 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. Конкретная предметная область диссертационного исследования сформирована по материалам электроэнергетики Алтайского края.

Предметом исследования являются экономические и организационные отношения, присущие процессу взаимодействия контрагентов поставки и потребления 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. В процессе диссертационного исследования при построении концептуально-иерархической структуры переходов от концепции к теоретическим положениям, далее к организационным моделям и далее к прикладным моделям изучения проблемы, при формировании выводов и положений использовали диалектический принцип и историко-логические методы, системную методологию и организационное проектирование, в рамках которого применялись формальные и инструментальные методы выявления закономерностей и существенных факторов анализируемых процессов. При рассмотрении реальных данных с особой тщательностью использовали методы экономического анализа, теории экономики и организации корпораций, статистические методы. При формировании гипотез и предположений опирались на институциональную экономику, основы теории фирмы, теорию организации. Все формируемые выводы и разрабатываемые положения сверялись с актуальным законодательством РФ. В качестве проверенных временем и практикой литературных источников использовались труды авторитетных отечественных и зарубежных ученых по предметной области диссертационного исследования: по проблемам электроэнергетики, взаимодействию электроэнергетических компаний и компаний потребителей сектора «экономика». Использовались разработки: ИНП РАН, ИЭОПП СО РАН, ЦЭМИ РАН, НГУ, ИНЭИ РАН, АлтГУ, НГТУ, ИСЭМ СО РАН.

Методы исследования. Анализ предметной области, присущие ему механизмы и процедуры функционирования обусловили выбор наиболее адекватных

методов, таких как метод системной динамики, ретроспективный анализ, организационное проектирование, статистики; управленческого учета; экспертные оценки; методы математического программирования; сравнительный анализ; методы вычислительной математики и методы теории принятия решений. 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, трансакционных 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, процессы слияний и разделений компаний часто решают задачи повышения либо общей эффективности интегрированной компании, либо эффективности отдельных бизнес-процессов, ориентированных на реализацию дорогостоящих технологий и программ.

Среди многих подходов к оценке результативности интеграции в трансформационных процедурах существенную роль играют формально-аналитические

методы, которые дают возможность предварительного обоснования эффекта объединения компаний на основе прогнозирования экономического результата.

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

Обоснованность и достоверность результатов, представленных к защите, базируются на применении научной методологии, использовании проверенных, устоявшихся и доказанных положений экономической теории, а также совпадении полученных в диссертационном исследовании результатов с фиксируемыми на практике процессами и явлениями.

Информационная база исследования включает официальные данные Федеральной службы государственной статистики и ее региональных органов, статистических данных о ретроспективной динамике промышленного производства, включая электроэнергетику РФ и регионов, статистических сборников, ежегодников, аналитических отчетов и справочников региональных министерств, материалов монографических исследований отечественных и зарубежных ученых, федеральных и региональных программ социально-экономического развития, интернет-ресурсов, народно-хозяйственных прогнозов, а также корпоративных отчетов зарубежных и отечественных компаний 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 теоретическом осмыслении и научной и интерпретации механизма функционирования электроэнергетической отрасли в условиях, которые не соответствуют ни рыночной, ни плановой экономике. Сформирована научная концепция организации по-

ставок электроэнергии и мощности на основе методологического подхода системной организации взаимодействия поставщика электроэнергии и мощности. Наиболее значимыми составляющими научного результата являются следующие новые и конструктивно важные 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. Псевдорыночная модель электроэнергетики постреформенного периода не показала положительных результатов и ожидаемой динамики развития, отличается сложным и нерациональным механизмом ценообразования, постоянно растущими тарифами и проблемами в воспроизводстве мощностей. Как показали наши исследования, работ, посвященных поиску экономических причин роста цен и тарифов, достаточно мало.

2. Разработан теоретико-методологический подход к анализу вариантов взаимодействия генерирующей компании и гарантирующего поставщика и гарантирующего поставщика и конечного потребителя на основе имитационной модели «затраты-продажи» по параметрам «переменные затраты и цена», а с использованием модели трансфертных цен А. Плещинского предложен подход к анализу условий безубыточного взаимодействия по параметру «размер оборотных фондов и ставка трансферта» участников. Модель впервые применена в данном качестве и для данной отрасли, кроме прочего, позволяет исследовать варианты взаимодействий при наличии и без трансакционных издержек.

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. Однако 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 сформиро-

рована информационная база моделирования. В процессе модельного эксперимента выявлена степень влияния цены поставщика на производственные затраты потребителя и граница оптимальности изменения цены. Было рассмотрено 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. 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 несостоятельными 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, непрозрачный 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 и процедуры по проведению общего комплекса трансформационных действий при совершенствовании взаимодействия участников электроэнергетического рынка. Сформированы процедуры подготовки и проведения модельных расчетов, включая планирование эксперимента, формирования базы данных и компьютерной программы. Проверка гипотез и концептуальных предположений осуществлялась на основе реальных

данных предприятий генерации, гарантирующего поставщика, предприятий-потребителей электроэнергии, подтвердивших справедливость и корректность предложенных теоретико-методологических подходов к исследуемой предметной области в части организации энергопоставок.

Практическая значимость диссертационного исследования заключается в системном обосновании недостатков и дефектов действующей модели энергоснабжения, на основе которого можно сформировать теоретико-методологические основы и стратегии трансформации, способствующие 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. АО «Барнаульская горэлектросеть» и АО «Алтайкрайэнерго» подтверждают, что в процессы планирования и управления данных компаний, в целях повышения эффективности энергосбытовой деятельности приняты следующие методы и инструменты:

- механизм планирования на основе разработанной в диссертации структурно-логической модели анализа процесса поставки электроэнергии до конечных потребителей, позволяющий снижать или устранять транзакционные и инфраструктурные составляющие затрат, влияющие на цену электроэнергии. Использование данного анализа позволит снижать цену на поставляемую электроэнергию на 10–15% от сложившегося уровня;

- методические рекомендации по проведению прогнозных и прикладных расчетов с использованием вычислительной техники, отражающих взаимодействие субъектов рынка электроэнергии.

В целях повышения эффективности производственно-экономической деятельности АО «Барнаульская сетевая компания» были приняты к практическому использованию:

- элементы научно-методического подхода к инструментальному анализу механизма взаимодействия субъектов рынка электроэнергии;
- основные положения по трансформации организационно-экономического механизма взаимодействия субъектов рынка электроэнергии;
- методические рекомендации по проведению экспериментальных и прикладных расчетов с использованием вычислительной техники, отражающих взаимодействие субъектов рынка электроэнергии.

Министерство промышленности и энергетики Алтайского края подтверждает факт внедрения положений трансформации организационно-экономической трансформации взаимодействия участников поставки электроэнергии, процедуры почасового технического учета потребления электроэнергии, алгоритм планирования на основе структурно-логической модели процесса поставки электроэнергии, позволяющей снижать транзакционные и инфраструктурные издержки, влияющие на цены и тарифы.

Научные результаты диссертационного исследования используются в программе Магистратуры 38.04.01 Экономика, АЛТГУ, Дисциплины: Научно-исследовательский семинар: методология научных исследований; аналитические методы и модели в экономике; анализ отраслевых рынков и конкурентная политика, что демонстрирует возможности научного управления на практике и примерах реальных компаний.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на II Международной научно-практической конференции «Дни науки – 2006» (Днепропетровск, 2006), межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы экономического развития территорий» (Барнаул, 2006), X Всероссийской научно-практической конференции «Научное творчество молодежи» (Томск, 2006), международной научно-практической конференции «Со-

временное состояние и проблемы развития экономики и права» (Шадринск, 2006), XXXIII Международной научно-практической конференции «Образование, наука, инновации – вклад молодых исследователей» (Кемерово, 2006), V международной научно-практической конференции «Теоретические и практические аспекты развития современной науки: теория, методология, практика» (Уфа, 2021), XVI международной научно-практической конференции «Мировые научные исследования: пути совершенствования, разработки и практические внедрения» (Ростов-на-Дону, 2022г.), IV Международной научно-практической конференции «Актуальные научные исследования» (Пенза, 2022), XXXV Всероссийской научно-практической конференции «Дискуссии в области гуманитарных, естественно-научных аспектов современности» (Ростов-на-Дону, 2022), II Международной научно-практической конференции «Современная экономика: актуальные вопросы теории и практики» (Пенза, 2022), VII Международной научно-практической конференции «Перспективные научные исследования: опыт, проблемы и перспективы развития» (Уфа, 2022), VIII Международной научно-практической конференции «Перспективы развития науки в современном мире» (Уфа, 2022), VIII Международной научно-практической конференции «Структурные преобразования экономики территорий: в поисках социального и экономического равновесия» (Уфа, 2022).

Публикации. Основные положения по теме диссертационного исследования автором опубликовано в 50 публикациях, общим объемом 43 п.л., авторский вклад 36 п. л.: 2 статьи в журналах, индексируемых в Scopus, 1 индивидуальная монография, 21 статья – в журналах из списка, рекомендованного ВАК РФ. В частности статьи публиковались в журналах: 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.

Диссертация общим объемом 486 страниц состоит: из введения, пяти разделов, заключения, списка использованной литературы (282 страницы основного текста) и 13 приложений (204 страницы). Основной текст диссертации включает 34 рисунка, 73 таблицы, список литературных источников содержит 289 наименований.

1. ВЛИЯНИЕ СИБИРСКОГО РЕГИОНА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РОССИИ

1.1. Системно-концептуальные проблемы выбора модели экономики России

Рассматривая итоги трансформации плановой экономики в направлении рынка 1990-х – 2000-х годов в Российской Федерации, большинство исследователей [1, 18, 37, 38, 64, 92] отмечают сложность и большие масштабы объекта трансформации (плановой социалистической экономики), организации социально-экономической и институциональной структуры, исторических особенностей, и насколько ненаучными были действия, применяемые методы, инструменты и подходы реформаторов, которые привели появлению псевдорыночной модели экономики [9, 10, 64, 214], не способной к саморазвитию и эффективному росту. Тем не менее, эти реформы дали ценную информацию для научно-теоретического анализа и практических обобщений. Реформа экономики РФ, во многом осуществляемая хаотично и без особых стратегий, в итоге выступила как незапланированный эксперимент проверки справедливости многих теорий, гипотез, допущений и упрощений современной науки о рынке и многих ее составляющих: теории фирмы, теории корпоративного управления и других. Не вдаваясь в подробности, можно сказать, что успеху рыночных преобразований в России помешало невежество реформаторов, отрицание теоретических и системных основ практической экономики и исторического рыночного опыта. В большинстве случаев объекты государственной собственности были переведены в частную собственность не для повышения эффективности производства, а для спекулятивных продаж и перепродаж и фактически утратили свое уставное содержание. Можно привести десятки и сотни примеров такой приватизации: в СФО, Алтайский край (Рубцовский тракторный завод, Моторный завод и т.д.); Новосибирская область (Сибсельмаш, Сибтекстильмаш и другие), аналогично и в других регионах. Жизненно необходимые для национальной экономики предприятия почти не вводятся, тем более за счет частных инвестиций, хотя условия в РФ весьма благоприят-

ные: политическая стабильность, человеческий капитал, отсутствие конкуренции. Правительственные программы модернизации и инноваций не привели к достижению целей – создание инновационного производства и высокотехнологичных отраслей [2, 6, 17, 72, 92, 110, 215]. Не удалось задействовать такой мощный фактор как частные инвестиции и предпринимательство. Торопливая приватизация и дискриминация институтов рынка привели к появлению экономики раздатка, когда главными агентами рынка стали лица, строившие бизнес вокруг государственного бюджета [9, 10]. Именно они стали определять стратегии развития и бизнеса. Как считает Дж. Стиглиц, таким результатам реформ необходимо искать правдоподобные интерпретации и теоретическое объяснение [174].

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. Снизились и грузооборот транспорта» [1, с. 72–73]. В этой же работе академик А. Аганбегян, анализируя социально-демографическую и инвестиционную сферы РФ, приходит к неутешительному выводу, указывая на существенную деградацию, науки, образования, здравоохранения и экономического развития, по сравнению с СССР. Быстрая и резкая дифференциация доходов и потребления населения, как считает академик, это «самое настораживающее явление» [2, с. 4]. Профессиональный экспертный анализ экономического развития России, осуществленный ведущими экономистами страны: О.Т. Богомоловым, С.Ю. Глазьевым, Э.П. Пивоваровой,

Г.Н. Цаголовым, Ю.Б. Винславом, В.В. Ивантером, В.Л. Макаровым, А.Д. Некипеловым и многими другими [1, 2, 17, 38, 57], позволил сделать вывод о том, что социально-экономическая модель экономики РФ, сложившаяся после трансформационных преобразований, не способна обеспечить устойчивое развитие и требует коренной перестройки. В этой связи возникает вопрос: какую концептуальную модель следует выбрать, на основе которой можно будет сформировать современную национальную экономику в России? Какие итоги реформ можно использовать как полезную практическую информацию для выработки стратегии преобразований?

Первое – создать рынок, игнорируя эволюционный переход, оказалось невозможным, а аргументация апологетов «рыночной экономики за 500 дней» оказалась чистой фикцией. «Требуется институциональная 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» [174, с. 113].

Второе – реформаторы или не смогли, или не захотели по разным причинам создать базовую структуру и институты рыночной экономики России, в которой должны быть: крупные корпорации; массовое предпринимательство; эффективные собственники; конкуренция; достаточность числа крупных, средних и малых предприятий; интерес граждан к инвестиционным процессам; мотивация к высокотехнологичному бизнесу; инновационные процессы; ориентация бизнесменов на национальную экономику [94]. Очевидно, что при реформировании директивной экономики были нарушены как системные, так и элементарные прагматические принципы создания рынка [91, 106, 111, 142, 217]. В результате волюнтаризма реформаторов рынок РФ получил грабительский механизм использования природных ресурсов, стагнирующее развитие экономики, особенно ее высокотехнологических отраслей, вывоз капитала за границу, неудовлетворительные инвестиции в развитие.

Необходимым условием начала конструктивных реформ В. Полтерович считает увеличение ВВП в расчете на душу населения в РФ до сопоставимым со среднеевропейским уровнем при осуществлении стратегии «догоняющего развития». В ее рамках предполагается «стимулировать частную инициативу и расширять конкуренцию; опираться на обоснованную промышленную политику; организовать подлинное частно-государственное партнерство; повысить качество институтов, регулирующих деятельность бизнеса» [139, с. 18].

В этом контексте так и не решается давно назревшая задача идентификации государством проблем национальной экономики, ее системно-структурной организации, а потому и создание актуальных программ развития. Как считает академик С. Глазьев, структурная политика в экономике России после приватизации не использовалась, это вызвало сначала деградацию ее технологического фундамента, а затем, неизбежно наступил структурный кризис [36].

Дилемма «накопление – сбережение» и анализ процессов неэффективного использования ресурсов, тормозящих развитие, также подталкивает В. Кудрова к идее модернизации экономики [91].

Отдельные авторы (В.В. Ивантер, Б.Н. Порфирьев, А.А. Широков, И.Н. Шокин) считают, что «российская экономика определяется структурно-технологическим неравновесием, по причине научно необоснованного распределения производственных и финансовых активов в технологическом, отраслевом и региональном аспектах» [141, с. 5]. Считается, что нужна специальная «структурно-инвестиционная политика устранения существующих диспропорций, которые не могут быть урегулированы на основе рыночных принципов» [58, с. 9]. Вышеуказанные подходы к трансформации национальной экономики, можно предполагать, формировались на основе ретроспективного анализа практики хозяйствования в период с 2000 г. и позже. Эти же проблемы некоторые авторы рассматривали и с позиций теории. Сопоставляя факты и положения, было замечено, что содержательные положения экономической теории отстают от динамики глобального рынка, в итоге усиливающаяся монополизация, вмешательство государств в конкуренцию, торговые барьеры, санкции, кризисы не могут быть удовлетворительно интерпретирова-

ны с теоретических позиций [110]. В этом контексте российская перестройка своей уникальностью не вписывается в парадигму промышленной эволюции, которую Д. Дози характеризует как «исторический процесс», включающий разные зависимости от предыдущего этапа развития и необратимости [50].

Индустриальная эволюция фактически инициирует естественный отбор технологий, при этом в некоторых странах случаются отклонения от технологического тренда, когда худшие технологии или организация экономики были использованы взамен доступных, но не нашедших по каким-то причинам применения. Однако некоторые авторы в данном контексте считают, что «спекулятивный интерес в системе «бизнес – власть» начинает доминировать над научными парадигмами развития экономики» [9, с. 31]. Вполне очевидно это продемонстрировано реальной практикой отношений бизнеса и власти в РФ (экономика раздатка) [9, 10]. Лица, получившие в собственность активы, не проявили никакой рациональности поведения, на которую как на постулат опирается теория фирмы, которую Дози оправданно подвергает сомнению в работе «Экономическая координация и динамика: некоторые особенности альтернативной эволюционной парадигмы» [50]. Убедительных подтверждений этого тезиса является практика вывоза инвестиционного капитала из страны, которые по теории должны были быть реинвестированы в экономику (см. табл. 1.1), что показывает на очевидный провал корпоративной модели и «невидимой руки рынка» как механизма регулирования, пришедшего на смену плану.

Таблица 1.1

Данные о выводе 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: URL: http://fincan.ru/articles/28_ottok-kapitala-iz-rossii-ctatistika-po-godam/

*Сумма, рассчитанная с 1994 года.

Описывая проблемы постреформенной экономики РФ, Стиглиц, в частности, объясняет их провалами спонтанно сложившейся модели корпоративного управления. Когда анархией новых собственников в сочетании с недееспособным государством возникает возможность беспрепятственного изъятия капиталов из воспроизводственного цикла или распродажа и вывоза за границу объектов собственности [174]. Естественно, что подобные качества «российского рынка» не только сдерживают рост экономики РФ, но и отбрасывают ее назад в условиях глобальной конкуренции. Вместе с тем многие авторы – В.В. Ивантер, О.Дж. Говтвань, М.С. Гусев, М.Ю. Ксенофонов, Д.Б. Кувалин, Ю.Б. Винслав, В.О. Осьмаков и др. считают, что потенциал роста национальной экономики достаточно высокий даже в сложившихся постперестроечных условиях [20, 57, 127]. Очевидно, модель приватизации (залоговые аукционы) дали больше негативных, чем позитивных результатов: подлинно рыночные механизмы (предпринимательство, частная инициатива, конкуренция, владение собственностью, корпоративная организация бизнеса и многое другое) не вписались в новую модель экономики «раздатка» [9, 10], а сложившаяся модель в ходе спонтанных трансформаций не была в состоянии восполнить потерю системной целостности плановой экономики: сбалансированность функционирования, планомерность, кооперация, отраслевая пропорциональность и обоснованность цен [88, 107, 127, 139, 180, 217]. 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, с. 4]. Загруженность промышленности не более 80%, следовательно, рост спроса может быстро инициировать рост производства. Большие возможности имеются и в области использования трудовых ресурсов, в улучшении занятости и производительности труда. Как утверждают авторы статьи «Система мер по восстановлению экономи-

ческого роста в России», «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» [58, с. 9].

Модель российской экономики, сформированная в том числе политикой правительства в 2000–2010 гг. с ее ресурсной ориентацией, пассивность в инновационной и инвестиционной сферах, деградацией внимания к обрабатывающим и высокотехнологичным отраслям, низкой оплатой труда формирует угрозы и риски в условиях глобальной конкуренции (санкции, страновые барьеры, риски), которые естественно требуют реакции государства в виде соответствующей промышленной политики. Цель такой политики – повышение жизненного уровня и обеспечение национальной безопасности при высоком росте экономики. Концептуальная основа промышленной политики должна содержать ясное видение отраслевой структуры всего индустриального сектора страны. Как известно, экономика устойчиво растет, если ее структура основана на крупных корпорациях, при существенной доле средних и малых фирм, находящихся в тренде технологического развития [113, 114, 223]. В этом контексте нужны необходимая мотивация и преференции, которые может предложить государство для активизации предпринимательства, поощрения всех форм инвестиций и создания необходимой институциональной среды, например, для развития конкурентных высокотехнологичных отраслей. Как считают авторы [110, 111], для привлечения населения в инвестиционные процессы необходимо создать национальную модель корпоративного управления, ориентированную на национальные интересы и развитие, в рамках которой будет, в частности, запрещен 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 Ара-

вии – 681 млрд. или Турции – 650 млрд.» [201]. В частности, необходимо поощрять создание крупных корпораций и изменять национальную модель корпоративного управления, таким образом, чтобы в ней был весь комплекс условий, стимулов и ограничений, обязывающих бизнес работать на национальную экономику, в противовес, «когда единоличный собственник или ограниченное число собственников владеют активами и финансовыми результатами деятельности корпорации» [110, с. 135]. Переход к современным моделям корпоративного управления позволит включать в процессы реализации стратегий развития нераспределенную прибыль корпорации, которая в настоящее время просто расхищается.

Как представляется, экономический блок правительства до сих пор не осознал и не уделяет должного внимания одной из самых сложных проблем экономики РФ, а именно – состоянию реального сектора, зависящего от внешних поставок, несовершенство технологических переделов, неразвитость цепочек с высокой добавленной стоимостью и ограниченностью отраслей. Кроме прочего, это влияет и на создание новых рабочих мест. Зависимость от импорта складывалась в результате ошибочной стратегии найти свое место в глобальном разделении труда, а также в ненаучном представлении о структуре экономики и роли промышленного сектора, потери кооперационных связей и многих производств после распада СССР. Получается, что реформа выступила как система факторов разрушения или процесса деиндустриализации. Хотя как считает В. Красильщиков [83], России грозит не деиндустриализация, а положение между трендом роста эффективности производства и навязанной извне промышленной политикой. Концептуально современная промышленная политика должна успевать за трендами технологической революции. Как известно, сейчас провозглашена четвертая промышленная революция, которая «будет характеризоваться огромной скоростью и сопровождаться мощнейшей конкуренцией»¹. А в более широком аспекте необходимо более пристальное внимание уделять подготовке квалифицированных рабочих и специалистов и кардинально изменить парадигму образования. Вопросы к образованию возникли достаточно давно и только обостряют восприя-

¹ Шваб Клаусс. Четвертая промышленная революция. М.: Эксмо, 2018.

тие складывающегося положения. У менеджмента и бизнеса все более остро встает проблема: может ли отечественное образование обеспечить компетентных специалистов? Здесь возникает системная связь: решение чисто экономических проблем все сильнее определяется социальной сферой, развитие которой также требует новых стратегий. Это показывает, что индустриальный тренд не так прост, как может показаться на первый взгляд.

В работе «Об искусстве компромисса между целями экономической политики в свете кризиса в России в 2015–2016 годах» [6] А. Баранов осуществил собственный, индивидуальный анализ динамики 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%» [6, с. 49]. Таким образом, статистика подтверждает, что экономика РФ стагнирует, и это убедительный аргумент оценки ее состояния, приведенной в настоящем диссертационном исследовании.

Некоторые специалисты считают, что для активизации промышленности РФ ее индустриального сектора необходимо в первую очередь восстановить инвестиционное машиностроение [80, 81]. Для этого в обязательном порядке необходимо организовать по технологическим переделам сеть машиностроительных предприятий, инвестиционной направленности. В этой сети должны быть предприятия: кузнечно-прессовых машин, станкостроение, электротехническое производство, подъемно-транспортное, энергетическое, электронное и приборостроительное. Решение такой задачи обусловлено частично воспроизводством, а частично созданием всей системы предприятий машиностроительных отраслей. Выполнение этой задачи диктуется не только требованием восстановления структуры экономики, но и национальной безопасностью. Однако как считают А.К. Корнев, С.И. Максимцова, С.В. Трещина, на практике, к сожалению, проис-

ходит утрата базовых для 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, с. 50]. В этом контексте для оптимизации нужен народнохозяйственный критерий, а не частный критерий, направленный на решение задач сырьевого сектора. Следует признать, что такая модель не в состоянии обеспечить воспроизводства обрабатывающих отраслей и, в первую очередь, внедрение современных обрабатывающих центров и технологий инновационного плана. Санкции ограничивают импорт и создают дефицит современного оборудования, индустриальный сектор не успевает обновлять технологии, начинается отставание в конкурентоспособности.

Достаточно интересна практика отечественной приватизации: действующие предприятия обрели частных собственников, одновременно частная инициатива привела к увеличению числа юридически зарегистрированных предприятий, однако одновременно произошло снижение численности работников. Рост количества предприятий, в частности, можно объяснить так называемой «цеховой приватизацией», когда на месте одного завода появились цеха-заводы. «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, с. 75]. Примечательно, что такими же темпами изменялось число рабочих мест (см. табл. 1.2). Достаточно характерная динамика: число предприятий увеличилось более чем на 200%, а численность персонала, наоборот, уменьшилась на 25%. У новых владельцев появились реальные активы для продажи и легитимизации этих средств, производство и развитие предприятий их не интересовало. Весьма важную ин-

формацию об особенностях развития российской экономики дает анализ «Рейтинга 400 российских компаний по объему продаж и прибыли» [202]. «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» [202]. В итоге крупнейшие комбинаты, заводы времен Советского Союза, находящиеся и зарегистрированные в своем регионе, допустим, в Кемеровской области (Металлургические комбинаты), Красноярском крае (СУЭК, АЛРОСА) оказались в юрисдикции Москвы. Длющаяся с 1992 г., около 20 лет, приватизация обрела не только частных владельцев, но и адреса регистрации компаний, что естественно подрывало экономику регионов, особенно Сибири.

Таблица 1.2

Тренды приватизации: предприятия и численность персонала в 1992-2004 гг. [81, с. 75]

Год	Число предприятий, тыс.	Численность 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

Источник: таблица сформирована по данным работы [81, с. 75].

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 деятельность) 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» [202].

«В свою очередь, в новом рейтинге 2000 крупнейших компаний мира по результатам оценки Forbes закрепились всего 23 российских компании» [240].

«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)» [240, с. 1].

Рейтинг возглавляет восьмой год подряд банк ICBC (Китай), рыночная стоимость которого составляет \$242,3 млрд. Второе место также занял китайский банк China Construction Bank. Третье – 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, валовый 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 государствен-

ного управления, что резко контрастирует с экономической политикой крупнейших мировых экономик – Китая и США [4, 35, 56, 180, 203]. В Китае для активизации экономического роста в 2019 г. снизили НДС, а в 2018 г. уменьшили налог на доходы 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 снижения 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, 216]. Следует заметить, что практически у всех стран существуют подобные территориальные неравенства в развитии, однако особенность РФ в данном случае состоит 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, с. 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, с. 8]. В плановой экономике СССР неравенство территорий сглаживалось за счет централизованного распределения ресурсов. В период с 2000 по 2015 г. 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, с. 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 перспективы, 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, с. 5].

Краткая характеристика Сибирского федерального округа (СФО) [242]: СФО учрежден 13 мая 2000 г., в который вошли десять субъектов РФ, республики: Хакасия, Тыва, Алтай; Красноярский и Алтайский края; области: Новосибирская, Томская, Омская, Иркутская, Кемеровская. Столицей СФО определен 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 г. составляло 17 млн 174 тыс. человек. Стоимость основных производственных фондов – 161 трлн 810 млрд. 831 млн 574 тыс. 244 руб. В СФО, в сравнении с общими запасами природных ископаемых РФ, находится: платины – 96%, меди – 43%, свинца – 40%, цинка – 16%, каменного угля – 80%, никеля – 73, молибдена, серебра – 17%, золота – 40%, марганцевых руд – 51%. Вклад округа в ВРП регионов, по данным 2017 г., составляет 10,4%. Доля СФО в общем объеме промышленного производства РФ в 2018 г. составила 11,5%, продукции сельского хозяйства – 10,4%, инвестиции в основные фонды – 8,9%. Доля СФО в общей протяженности железных дорог России – 17,5% [171, 244, 245].

Валовой региональный продукт – 7757655,38 млн руб. за 2018 г. [244, 245].

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

Ведущий сектор экономики СФО – промышленность, с такими отраслями как цветная металлургия; электроэнергетика; лесная и деревообрабатывающая; черная металлургия; химическая и нефтехимическая; пищевая и мукомольная; топливная; строительных материалов; машиностроение и металлообработка; легкая промышленность [245]. В таблице 1.3 приведены более актуальные и расширенные сведения о СФО [162]. Представлены 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 гг. прошлого столетия. Более того, проблема территориального неравенства нарастала и поэтому в 2010 г. правительством была принята «Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 г.» (Стратегия) [121], разработанная с учетом Стратегии национальной безопасности Российской Федерации до 2020 г. и Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г. (Концепция), утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р [161]. Стратегической целью развития Сибири названы устойчивое повышение уровня и качества жизни населе-

ния «на основе сбалансированной социально-экономической системы инновационного типа, гарантирующей национальную безопасность, динамичное развитие экономики и реализацию стратегических интересов России в мировом сообществе. 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 сокращения отставания социального развития и достижения условий комфортного проживания населения Сибири и ведения бизнеса во всех регионах.

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, с. 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].

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. чел.	Среднегодовая численность занятых, тыс. чел.	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, млн руб.	Основные фонды (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
Красноярский 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.

Естественно, что снижение макроэкономических показателей является следствием продолжающейся деиндустриализации экономики в некоторых федеральных образованиях Сибири, причем ожидаемого перелома в развитии обрабатывающих отраслей не произошло. Можно отметить ряд позитивных тенденций, обусловленных диверсификацией экономики Сибири за счет роста ВРП не промышленных видов экономической деятельности [86]. «Так, доля обрабатывающих производств в ВРП округа (в объеме отгруженных товаров) сократилась с 78,5% в 1995 г. до 60,9% в 2017 г.» [86, с. 47].

Как констатируют авторы работ [11, 53, 56, 87, 89, 179], достаточно пессимистично складывается положение в социальной подсистеме. Это подтверждается статистическими индикаторами. Например, по данным ИЭОПП СО РАН, вес СФО в конечном потреблении домохозяйств РФ 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 отставанием СФО от европейской части РФ по качеству жизни, включая обеспеченность жильем и подходящими рабочими местами. «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, с. 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 недоработку 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, незаинтересованность бизнеса в участии в проектах, а также 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-эконо-

мических процессах в Сибири ведут к замедлению развития России» [86, с. 46]. Авторы процитированной работы аргументировано показывают, что обеспечить высокие темпы развития России отдельно от Сибири просто не получится. Исторически это утверждение доказывалось в течение XX столетия, когда ускоренные темпы развития Сибири в значительной мере определяли темпы социально-экономического развития страны в целом. Так, в таблице 1.4 показана сравнительная динамика роста ВРП Федеральных округов РФ за 8 лет, начиная с 2010 г., начало реализации Стратегии. К сожалению, в XXI 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, с. 47].

Еще в 2005 г. 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, с. 4]. Для этого были все основания: и 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
ВРП по субъектам РФ (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: таблица 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, не древесной продукции лесов, а также военнотехнической продукции» [92, с. 5].

Без сомнения, подобные явления наблюдались во многих регионах РФ. В частности, в Новосибирской и Томской областях были положительные изменения, обусловленные развитием и эффективностью производства, повышением уровня жизни, а также развитием современных предприятий. «Можно указать, что динамика производства в СФО в последнее время улучшилась, чем в целом по стране, но это результат не столько позитивных стратегий роста производства, сколько более провального развития промышленности в европейской части России» [92, с. 6]. Вместе с тем начиная с 2013 г. производительность труда в округе по отношению к аналогичному показателю РФ устойчиво растет в течение последнего десятилетия, причем при относительно меньших инвестициях. Как представляется, вопросам развития СФО в основных стратегиях развития страны уделяется недостаточное внимание, это можно констатировать и по пространственной политике, и по реализации так называемого «восточного вектора» развития России. Учитывая колоссальные ресурсы и огромные территории со сложными природно-климатическими условиями, удаленность от центральной части страны и от мировых промышленных стран, естественно, для решения проблем требуется участие государства. Известно, что во многих странах мира решение проблем территориальных диспропорций базируется на государственной поддержке, которая используется в разных формах и типах политики. Однако со времен СССР и в постсоветский период внимание государства к стратегии развития СФО значительно уменьшилось. Об этом говорит анализ программных стратегических документов РФ последнего времени – Концепции долгосрочного социально-эконо-

мического развития Российской Федерации до 2020 г., Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации до 2035 г., Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 г. Так, в Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 г. регионы СФО не выделены ни в проблемах, ни в национальных приоритетах, ни в целях [180]. С другой стороны, можно было бы шире использовать огромный потенциал интеграционных взаимодействий на восточных рубежах, вовлекая в это СФО.

Базовыми отраслями роста экономики Сибири в 2010–2020 гг. должны были бы стать высокотехнологичные производства, такие как информационно-цифровые, тяжелое и среднее машиностроение, новые материалы, в том числе наноизделия, биохимические 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)» [92]. Общий перечень работ и проектов достаточно полно описан в Стратегии [121]. Приоритетами пространственного развития СФО выбраны: в Арктике – системная геологоразведка, обустройство залежей минеральных ресурсов, обустройство и более широкое использование Северного морского пути, природоохранная деятельность, развитие коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока. 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 углехимия, гелиевая промышленность, переработка древесины); в Южном поясе – строительство и реконструкция на качественно но-

вой 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 уточнение Стратегии, либо ее системная корректировка, учитывающая широкий спектр природно-ресурсных, национальных, климатических условий и различий, обусловленных историческими и географическими аспектами развития. Фактор пространства в данном случае играет двоякую роль: он может как усиливать действенность структурно-инвестиционной политики государства, так и, наоборот, тормозить. При этом не следует снижать роль государства в становлении рыночных механизмов организации экономического пространства и в создании институциональной среды для бизнеса и благоприятного инвестиционного климата. Не следует забывать, что именно естественные монополии и крупные корпорации в 1990-х «резко обострили ситуацию в пространственном развитии Российского государства, которое стало крайне неоднородным, фрагментированным и моноцентричным» [92, с. 5]. Научно необоснованные реформы, по мнению автора этой статьи, привели к последствиям, которые стали угрозой национальной безопасности страны. Существенно 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» [92, с. 5]. Значительно усилилась концентрация компаний в столицах сырьевых регионов и крупных городах, при одновременной деградации несырьевых и сельских территорий РФ, в которых нарастает миграция, сокращается численность населения, усиливается экономическая и социальная депрессия. Тем не менее при любых возможных сценариях

и стратегиях, как считают авторы [87], 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 таблицы 1.5 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. Взаимодействие развития энергетики и остальной части народного хозяйства (при том, что энергетика сама является подсистемой народного хозяйства) осуществляется через множество материаль-

ных, технологических, технических, экономических, финансовых и других связей. Их исследование вызвано решением задач управления, а именно координация темпов развития объектов экономики и энергетики, тарифная и ценовая политика и других [135, 218].

Таблица 1.5

Роль топливно-энергетического комплекса в экономике России*

Добыча и производство отраслей ТЭК	Динамика показателей по годам, %								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Каменный уголь и торф	0,50	0,35	0,37	0,59	0,39	0,57	0,63	0,45	0,39
Сырая нефть и природный газ	8,03	8,07	7,33	6,44	6,18	6,69	7,34	7,94	8,01
Кокс и нефтепродукты	3,38	2,78	2,71	3,01	2,49	2,41	3,06	2,84	3,04
Электроэнергия, газ и вода	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 [103].

В том или ином виде эти задачи включают в перечень задач, подлежащих решению при планировании и прогнозировании развития 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 Л.С. Беляев, [8], В.А. Волконский, А.И. Кузовкин [30], Т.Р. Генш [34], Ю.Д. Кононов [76], А.А. Макаров [100–102], В.П. Проценко [154] и многие дру-

гие. 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 статьи [29], «основной проблемой электроэнергетики при переходе экономики страны к рынку

в 1990-е годы была ее нерыночная структура», с чем можно поспорить. 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 [222]. 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 магистральными линиями высокого напряжения, и единая система оперативно-диспетчерского управления обеспечили наилучшие в мире показатели безаварийной работы электроэнергетики страны» [28, с. 54]. Надежность электроснабжения задавалась грамотными инженерными решениями, например, все генерирующие мощности были технологически соединены параллельно в единую кольцевую электрическую систему с перма-

нентной поддержкой мощностей генерации, обновлением инфраструктуры и магистральных ЛЭП. Эффективность работы единой системы осуществлялась путем оптимизации режимов работы, снижением непроизводительных издержек, что обоснованно приводило к низким тарифам на электричество и тепло. Во время трансформационных преобразований «реформаторы» изучали опыт управления электроэнергетикой в странах с рыночной экономикой, в частности «Франция, Финляндия, Швеция, Германия, Япония, США, имеющих различные модели управления отраслью» [28, с. 55]. Кроме того, дезинтеграцию электроэнергетики лоббировала команда А. Чубайса и американские консалтинговые компании [90]. Однако примеры электроэнергетики ведущих западных стран, например, Франции и Финляндии, в которых, электроэнергетика, практически на 100% принадлежит государству. Подобный контроль наблюдается и в электроэнергетике Германии и Японии. Сравнение электроэнергетики СССР и США показало более высокую эффективность советской «организации электроэнергетик» по критериям надежности и затратности, 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 было положено начало 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, ве-

дущего к развалу ЕЭС, поняли 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 [131, 133]. С чем имели дело реформаторы? Напомним, что СССР обладал мощнейшей энергетической системой, производство электроэнергии в 1990 г. достигало объема в 1082 млрд кВт·ч [41, 176, 200].

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, строительно-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 2004 г. Установленная мощность корпорации оценивалась более чем в 156 ГВт, т.е. фактически это была крупнейшая энергокомпания мира [41, 103, 200].

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

«Результаты «реформы». За 2000–2010 гг. 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 необходи-

мость 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, 219], очевидно о высокой вероятности неоправданного завышения тарифов, идеологи приватизации отрасли не хотели думать (см. табл. 2). Хотя необязательно обладать специфическими знаниями, чтобы понять, что увеличение цены энергии начинает отрицательно влиять на рост затрат энергоемких потребителей и по большому счету препятствует экономическому развитию страны. Как следует из таблицы 1.6, 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% [200].

Таблица 1.6

Динамика цен и инфляция, %*

Показатели	Годы наблюдения								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Цена электро-энергии 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: [130, 195].

Хотя по данным Алтайкрайстата [132, 133], в структуре ВРП, в процентах – «производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в 2010 г. – 4,3; 2011 – 4,2; 2012 – 4,0; 2013 г. – 3,8. В 2016 г. – 2,5; 2017 г. – 2,6; 2018 – 2,4, т.е. просматривается очевидное снижение использования электроэнергии, газа и воды.

История организации предприятий электроэнергетики начинается с 1960 г., когда было создано «Барнаульэнерго»; 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 г., 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 г. создается Барнаульский филиал ОАО «Кузбассэнерго», затем – ОАО «Алтайэнергосбыт». Уже в 2007 г. ОАО «Алтайэнерго» превращают в электросетевую корпорацию, основными функциями которой являлось передача электрической энергии и технологическое присоединение к линиям электропередачи 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 Википедии², Уставный капитал ПАО «МРСК Сибири» составлял 9 481 516 324,9 рублей.

Капитализация на 30.12.2010 г. достигла 27 543 111 306 рублей.

Основные акционеры на 9 июля 2013 г. [54]:

ОАО «Россети» – 55,59%;

Donalink Ltd. (Кипр) – 27,50%;

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

В 2013 г. Сибирская генерирующая компания закончила формирование энергоактивов. К уставной деятельности приступили новые компании после разделения ОАО «Кузбассэнерго», такие как ОАО «Барнаульская теплосетевая компания» (БТСК), ОАО «Барнаульская ТЭЦ-3», ОАО «Барнаульская генерация». В конце года БТСК начала обслуживать муниципальные городские сети. 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 г. 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, увеличился по сравнению с 2014 г. в 1,5 раза и составил 78430,4 млн руб., почти 20,4% объема основных фондов всех крупных и средних коммерческих организаций края [199, с. 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. 1.7). Как следует из таблицы, износ основных фондов электроэнергетики на протяжении рассматриваемого периода нарастал, что гово-

² URL: https://wiki2.info/%D0%9C%D0%A0%D0%A1%D0%9A_%D0%A1%D0%B8%D0%B1%D0%B8%D1%80%D0%B8

рит 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 и 44,7% соответственно (табл. 1.7).

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 аргументированно 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. Модернизация энергетики СФО на долгосрочную перспективу является стратегической целью развития имеющегося потенциала электроэнергетики для симулирования роста экономики и улучшения жизни населения. Приоритетами государства в энергетике являются энергетическая безопасность, эффективное взаимодействие экономики и электроэнергетики, обусловленное обеспечением интересов государства (национальная безопасность, бюджетное наполнение) и бизнеса (финансово-экономическая устойчивость энергетических компаний и региональной экономики) и вопросы охраны 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 постройкой в свое время каскада крупных гидроэлектростанций.

В СФО большие запасы каменных углей (Канско-Ачинский, Кузнецкий угольные бассейны), которые удобны для разработки и использования. 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.

Таблица 1.7

Характеристика состояния основных фондов, % *

	Всего	Здания	Сооружения	Машины и оборудова- ние	Транспорт- ные 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].

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. Запустили механизм приватизации и начали трансформацию РАО ЕЭС. Механизм приватизации открыл дорогу частному интересу к электроэнергетическим активам. Начали создавать частные сетевые компании, в результате чего изменилась вся система энергетики, которая стала источником финансовых ресурсов для так называемых собственников-инвесторов. При этом принудительная организация оптового и розничного рынков, методом либеральной приватизации и административных действий, не способствовали появлению подлинно рыночных отношений и конкуренции. Как следствие, сбои и аварии, недопонимания и конфликты между генерирующими компаниями и различными поставщиками, сетевыми структурами и инфраструктурными посредниками. Потребность в дивидендах стала толкать предприятия на завышение нормы прибыли, институт не регулируемых цен так же внес свою долю в повышение цен. Все это тяжелым бременем ложится на потребителей – т.е. на экономику, что естественно не способствует созданию условий для роста. Конкуренция, как главный аргумент либералов для снижения цен, не сложилась, поскольку были нарушены фундаментальные принципы рыночной экономики. Новые частные собственники энергоактивов, не справившись с проблемами, пришли на поклон к государству за помощью при решении финансовых проблем и в поиске эффективного регулятора. А между тем конкуренция пришла туда, где по здравой логике ее не должно быть: конкурировать стали различные электростанции за ресурсы в топливном секторе и энергетическом секторах. Были запущены механизмы конкуренции между централизованной и региональной энергетикой и между крупной и распределенной генерацией электроэнергии: за дешевые ресурсы, платежеспособного покупателя, компетентные кадры, государственные инвестиции.

В чем парадокс? С одной стороны, разрушение организационной целостности системы привело к падению надежности, ухудшению качества и доступности электроснабжения, а с другой – возрастает требовательность потребителя к выбору вида, качеству и надежности энергоснабжения. Эта дилемма может быть реше-

на новой организацией электроэнергетики, которая должна обеспечить организационную целостность, технологическое и экономическое единство структуры. Новая парадигма построения электроэнергетики должна быть ориентирована, прежде всего, на императив национальной безопасности, непреложный факт: электроэнергетика определяет деятельность всего государственного и экономического механизма страны: производство, оборону, население. Электроэнергетика задает импульс развития технологии и оборудованию, производству различных материалов и изделий, инициирует крупные инвестиции. Устойчивое электроснабжение является приоритетной задачей государственных органов власти, и оно не может быть отдано на откуп частным или корпоративным структурам ни под какой мотивацией, аргументацией или прикрытием. Контроль государства над электроэнергетикой можно по значимости и ответственности сопоставить только с контролем над вооруженными силами страны, которые обеспечивают безопасность граждан и создают условия надежной и безопасной жизнедеятельности.

Выводы по первой главе

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. При анализе ретроспективы экономики РФ и исследовании работ многих ученых и экспертов в 1 главе 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 качественного развития и требует пересмотра и модернизации.

3. Результаты исследования, описанные в главе, показали, что приватизация дала больше негативных факторов, чем позитивных: рыночные механизмы (предпринимательство, частная инициатива, конкуренция, собственность, акцио-

нирование бизнеса и многое другое так и не были созданы), построенная модель рынка не в состоянии восполнить потерю системности и связности экономики, 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 монопродуктовая направленность взаимодействий (проще и быстрее извлекать прибыль и ренту), выпали целые звенья квалифицированных переделов.

5. Невыполнение 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, незаинтересованность бизнеса в участии в проектах, а также 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 пара-

метры 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 системного единства, обусловленного 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. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ

2.1. Анализ моделей организации электроэнергетики в аспекте их влияния на экономику

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 российской электроэнергетики показывает на устойчивый дисбаланс в ее организационно-технологическом функционировании. Этот тезис подтверждается, кроме прочего, серьезными авариями и нарушениями в работе сетей и оборудования с тяжелыми последствиями, произошедшими в постреформенное время [28, 29]. 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 создана как единая энергетическая

ческая система (ЕЭС) с централизованным вертикально интегрированным управлением и территориальным распределением мощностей и производственных фондов. Ее не вполне обоснованное реформирование изменили отношение частных лиц к собственности энергоактивов, кардинально изменили концепцию управления и организационное устройство энергетики, вместо, административно-функциональной структуры появились множество самостоятельных, относительно мелких компаний: генерирующих, сетевых, инфраструктурных, однако сам технико-технологический процесс остался без изменения, да он и не может быть изменен в силу специфики отрасли. Приватизация в энергетике с элементами экономики раздатка [10], учреждение разных типов рынков не привели к обещанной конкуренции, которая является двигателем справедливых цен, породили конфликты и сдерживание инвестиций в развитие новой энергетики (Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко) [29]. Региональные и местные власти, бизнесмены стали отмечать, что тарифы растут, других преимуществ и улучшения качества не наблюдается, что вызывает естественные вопросы и недовольство. Тем не менее для поддержки крупных корпораций Правительство РФ увеличивает их отпускные тарифы, так запускается механизм инфляции. Для устранения этого противоречия необходима другая парадигма электроэнергетики, направленная не на отраслевую обособленность и эффективность, а на деятельность, обеспечивающую оптимальное взаимодействие с экономикой [155]. 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» [103, с. 73]. То есть 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 диссертационного исследования. При этом, что естественно, базовая роль отводится ТЭК как сырьевому и одновременно инфраструктурному фактору производства, обеспечивающему устойчивый рост всего народнохозяйственного комплекса за счет устойчивого снабжения ресурсами обрабатывающих отраслей промышленности и АПК. Подобные требования к ТЭК включены и в Проект Энергетической стратегии России, которая, в частности, задает энергетике императив «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» [199, 200]. При этом ценовая политика в электроэнергетике при всех трансформациях не смогла обойтись без государственного регулирования, поскольку экономически обоснованное сдерживание роста внутренних цен может обеспечить только государство. Ценовые ограничения для электроэнергетики, естественно, должны быть научно и экономически обоснованы, а следовательно, с народнохозяйственных позиций должны способствовать решению обычных задач управления фирмой: текущее производство, реновация, инвестиции, воспроизводство. В современных условиях развития экономики РФ, при санкционном давлении, дискриминации на отраслевых и глобальных рынках предприятия окружает высокая неопределенность на рынках топлива, электроэнергии, оборудования, затрудняя принятие решений по планированию производства, уровню затрат и потребности в оборотных активах. В этой связи политика ценообразования – важный фактор и инструмент государства для стимулирования роста экономики, это касается и ценообразования на электроэнергию. Участникам рынка они позволяют своевременно разрабатывать или адаптировать свои бизнес-стратегии, а государству – своевременно совершенствовать инструменты ценообразования и стимулирова-

ния 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, 84, 101]. Большое количество работ посвящено различным прогнозам развития энергетики [29, 31, 33, 40, 76–79, 102], соотношению традиционной энергетики и энергетики, возобновляемых источников [40, 125, 136, 140, 154, 163, 188], определению оптимальной структуры генерирующих мощностей по критерию общественной эффективности [8, 14, 28, 30, 101, 155]. Вместе с тем в этих работах достаточно мало уделено внимания вопросам финансово-экономического обоснования вариантов решений по вопросам капиталовложений, системной организации электроэнергетики и ценообразованию [120, 154, 198]. Не прекращается научная полемика и о разумных ограничительных параметрах ценовой политики государства в электроэнергетике, позволяющей сочетать интересы потребителей и поставщиков [49, 60, 120]. Как считает А. Героева «Российская энергетика нуждается в глубокой трансформации, но она зависима от импорта, особенно в секторе генерации» [35]. К сожалению, нет эффективных количественных способов оценки последствий влияния внешних факторов (спроса на электроэнергию, инвестиций, цен на топливо и технологии) на деятельность отрасли электроэнергетики.

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, 14, 28, 79].

Анализ литературных источников, и в частности, исследования Л.С. Беляева [8], Н.И. Воропая, С.В. Подковальникова, В.В. Труфанова и др. [28] показывает на наличие широкого разнообразия рынков, однако исследователи вполне обоснованно ограничиваются четырьмя 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: генерация, сетевое снабжение и сбыт электроэнергии. Такая модель электроэнергетики складывалась эволюционно и в свое время была принята в первой половине XX в. почти во всех развитых странах. Эта модель рынка послужила базой реформирования организации 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 создаются для инициирования конкуренции за потребителей электроэнергии. Все остальные бизнес-процессы остаются вертикально-интегрированными, в том числе и по отношению к потребителям. Такой тип рынка (вторая модель) не существует без государственного регулирования оптового покупателя, особенно в части определения компромиссных цен на электроэнергию, приобретаемую у поставщиков и продаваемую конечным потребителям.

Третья модель. Эта модель описывает конкурентный оптовый рынок, но сетевая доставка электроэнергии разделяется по территориальному принципу. Реализация данной модели осуществляется специальными транспортно-сетевыми компаниями и территориально-распределительными сбытовыми компаниями (РСК). Дополнительно учреждаются специализированные (инфраструктурные общества) для выполнения разных посреднических услуг. Оптовые цены не регулируются.

Четвертая модель отражает специфику конкурентного рынка электроэнергии как на оптовом, так и на розничном рынках. Для создания или возникновения рынка, соответствующего 4-й модели, производится разделение функции «распределение» и функции «сбыт электроэнергии». Для реализации разделенных, но технологически единых процессов распределения и сбыта, создаются территориальные распределительные компании, остающиеся под надзором регионов

и сбытовые компании (СК), которые, в частности, производят учет потребляемой электроэнергии [8].

По регулируемым ценам (тарифам) работают первая и вторая модели рынка, а третья и четвертая модель основаны на не регулируемых, свободных ценах, близких, но не полностью, к рынкам со свободной конкуренцией. Полностью цены на электроэнергию в этих моделях нельзя отнести к категории «свободных», поскольку ограничения на те или иные составляющие этих цен существуют как со стороны федерального центра, так и региональной власти, например, подвергается ограничению так называемая сбытовая надбавка [250, 253]. Описанные четыре модели электроэнергетического рынка распространены почти во всех государствах мира. В случае перехода от первой и второй модели в третью и четвертую относят к реформам типа «дерегулирования». Для электроэнергетической отрасли такой переход достаточно принципиальный и по существу означает смену концепции организации поставок электроэнергии. Нередко это вызывало достаточно неприятные проблемы и тяжелые последствия, в некоторых странах это привело к возврату регулирования цен.

Объективные и субъективные причины и цели трансформации электроэнергетики. Во многих странах модельные переходы происходили в благоприятных условиях при мотивации снижения цен, например, при высокой конъюнктуре и благоприятных ценах на энергоносители складывались резервы генерирующих активов, от 30 до 40%, или снижался спрос на электричество, сыграл свою роль и дешевый природный газ. И все-таки в отличие от их мотивации преобразование российской электроэнергетики имело иную подоплеку и мотивы, в процессах отечественной трансформации реформаторы снижение цены как мотивов не озвучивали. Они пропагандировали конкуренцию как фактор повышения эффективности предприятий генерации и сбыта электроэнергии, однако результаты деятельности отрасли показали явно спекулятивный характер реформ. «Многие развитые страны (Великобритания, некоторые штаты США, Австралия, скандинавские страны) провели дерегулирование электроэнергетики, организовав конкурентные оптовые и розничные рынки» [8, с. 2].

Выбор варианта рынка электроэнергетики и в развитых, и в развивающихся странах во многом был обусловлен доступностью и обеспеченностью первичных источников электроэнергии: углем, природным газом. Это сказалось и на стратегиях возмещения инвестиционных затрат на реализацию проектов строительства генерирующих станций, в условиях конкуренции необходимы цены на электроэнергию, которые обеспечивают окупаемость вложений по чистой приведенной стоимости. Те, кто перешел к конкурентному рынку, предпочитает генерацию за счет ПГУ.

В корректном, научном изложении по проблемам электроэнергетики, а также среди отраслевых специалистов принято говорить о трансформации не электроэнергетики, а об электроэнергетических системах (ЭЭС). Речь идет о достаточно сложных, многоэлементных и широкофункциональных, организационно, технически и технологически построенных системах по генерации, трансформации, транспорту электричества для всех типов и потребителей.

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 этой главе моделей организации, описанных в [8]. Возможны различные варианты и модели организации отрасли, предопределяющие различия как в структуре, так и характере задач управления. Такими вариантами являются (см. табл. 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.

В таблице 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 реше-

ний в этих компаниях, а следовательно, определяют все важные параметры ее развития и поведения в конкурентной борьбе.

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 территории 5 оптово-сбытовых компаний, 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» [186], 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.

Таблица 2.1

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

№ п/п	Модели организации электроэнергетики [8, 10]	Отношение к конку- рентному рынку	Число участни- ков рын- ка (C_i)	Число актив- ных элементов ³ (собственники, менеджеры) (m_i)	Число клю- чевых па- раметров влияния на решения ⁴ – (n_i)
i	M	3	$C_i \geq 1$	$m_i = 2C_i$	$N_i = C_i m_i n_i$
1	M1 – регулируемые цены (вертикальная интеграция ЭЭС)	нет	C_1	m_1	N_1
2	Mm1 – модифицированная M1 свободный доступе к магистральной сети	нет	C_2	m_2	N_2
3	M2 – объединенный по- купатель-продавец (элек- тросетевая компания) конкуренция генерирую- щих станций;	есть	C_3	m_3	N_3
4	Mm2 – конкуренция гене- рации как у M2 и свобод- ный выбор оптовым поку- пателем генерирующей станции или выбор потре- бителем поставщика. Ма- гистральная сеть только для транспорта электри- чества	есть	C_3	m_4	N_4
5	M3 – конкуренция сбыто- вых предприятий за по- ставку электроэнергии конкретным потребителям	есть	C_5	m_5	N_5
6	M4 – конкуренция на всех рынках	есть	C_6	m_6	N_6

³ Активный элемент – субъект, собственник активов, топ-менеджер.

⁴ Параметры влияния – характеристика активного элемента: функция выбора, система предпочтений, цели, мотивация, компетенции, ресурсы, полномочия [114].

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 уклоняться от заданной программы или директивных предписаний, а в отдельных случаях непосредственно препятствует действующему плану деятельности производственной системы. Как известно, субъекты отношений (контрагенты) в процессе принятия решений, выступающие как активные элементы, в том числе и при управлении электроэнергетикой, придерживаются своих, часто противоположных интересов.

Контрагенты-потребители имеют противоположные интересы и стремятся минимизировать цены (тарифы) на электроэнергию, используя возможные стратегии действий, например, начинают апеллировать к государству, местным органам власти, меняют поставщика и т.д.;

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

Всевозможные стейкхолдеры: инвесторы, банки, акционеры в надежности своих вложений и дивидендов.

Обращаясь к работе «Производственный менеджмент: Концепции развития и практические инструменты реализации» [179], рассмотрим формализованное представление задачи принятия решений, в котором представлены многие составляющие, которые приходится учитывать лицу, принимающему решение (ЛПР), причем к нему также предъявляются высокие требования, связанные с его компетенциями, способностью формировать концепцию проблемы и модель внешней среды.

$$ZP = \{Po, t, Re / W, V_b, Q, C, O, M(O), f\}, \quad (2.1)$$

где ZP – задача принятия решений; Po – проблема, на которую направлена задача; t – время для реализации решения; Re – ресурсы реализации решений; W – вектор известных параметров внешней среды; V_b – вектор параметров (показателей) уровня развития (характеристика потенциала) производственной системы;

Q – множество возможных ситуаций; $C = (C_1, C_2, \dots, C_k)$ – вектор целей; O – множество вариантов решений; $M(O)$ – матрица исходов; $f = f(Q, O, C)$ – функция выбора ЛПР (набор критериев), оценка вариантов решений по степени достижения цели.

В формуле (2.1) три первых параметра (P_o, t, R_e) – 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, чтобы 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 Л.С. Беляевым в работе [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 техноло-

гическая организации электроснабжения, с другой стороны, появляется новая монополия производителя на цену предложения.

✓ Для специфического товара «электричество» необходимы особые условия формирования цен, нужен учет мгновенных издержек генерации и годовых (краткосрочных) затрат, по которым должна определяться общая стоимость и цена 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, с. 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 обусловлены дорогостоящим оборудованием, 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. Цены выработки электроэнергии на электростанциях должны иметь такое экономическое обоснование, которое препятствует банкротству, следовательно, база цен – затраты должны быть корректно учтены.

Мы поддерживаем тех специалистов и ученых, которые аргументированно считают, что в силу особенности отрасли электроэнергетики, специфичности отношений поставки-потребления, идея его оптимизации за счет рыночных механизмов невозможна или сопряжена с дополнительными затратами [7, 8, 14, 30, 41]. Автор публикации [10] подчеркивает, в частности, что в электроэнергетике невозможна в принципе «совершенная конкуренция», присущая товарным рынкам раннего капитализма. «Организацию конкурентного оптового рынка электроэнергии (по моделям 3 и 4) при отсутствии условий совершенной конкуренции следует считать теоретически несостоятельной, чреватой опасными последствиями» [10, с. 4]. Хотя следует признать, что уже в XX 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, 109, 111].

2.2. Характеристика методов и инструментов исследования предметной области в рамках выбранного методологического подхода

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, для курса национальной валюты. Наибольшее количество работ посвящено прогнозированию будущего развития ТЭК и, в частности, электроэнергетики. В таблице 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, с. 4]. Авторы [76, 77] 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, с. 4].

Достаточно сопоставимый подход использован и в работе Н.И. Воропая, С.В. Подковальникова, В.В. Труфонова и др. [28]. 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; многокритериальная игровая задача; иерархическая игровая задача; анализ платежной матрицы; задача с непрерывной областью возможных решений; нечеткая платежная матрица; нечеткий выбор в многокритериальных задачах; оптимизационные задачи [28]. 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 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 стороны, доминирующий монополизм, вмешательство государства 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 полезен 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 исследований и значительного внимания уделяется

авторами такой важной и сложной проблеме как «ценовое взаимодействие» экономики и энергетики.

Таблица 2.2

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

Проблема, задача	Предлагаемые подходы	Аспекты и особенности	литература
Прогнозы мирового развития: тенденции и закономерности	Поиск фундаментальных закономерностей взаимосвязи энергии и технологического развития	Представлены будущие объемные и ценовые параметры и глобальной энергетики, дан прогноз смены мировых энергетических укладов, прогноз новых источников энергии	80, 140
Стратегии, программы развития ЭЭС: • стратегии развития электроэнергетики • инвестиционные программы развития электроэнергетических объектов (электростанций, подстанций, ЛЭП)	Приводятся модели, методы формирования и исследования условий развития электроэнергетики, модели и методы развития электроэнергетических систем. Дано описание информационного обеспечения задач	Рассматриваются особенности учета потребления, модели и методы анализа рынка на развитие электроэнергетики. Широкое использование межотраслевого баланса, методология обоснования развития электроэнергетики	28, 77, 80, 92, 102, 105, 154, 159
Выполнена оценка направлений развития энергетики мира, регионов и стран, объемы потребления, переработки и торговли энергоресурсами, цены, параметры конкуренции, ввод новых мощностей. Выполнена оценка развития энергетики РФ	Использован информационно-модельный комплекс SCANNER	Три прогнозных сценария – Консервативный, Инновационный и Энергопереход – отражают неопределенность развития. Перспективы энергетических рынков проанализированы с учетом технологических, политических, климатических и других факторов	79, 101, 102, 159, 254
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. Влияние несовершенных рынков на развитие электроэнергетики	8, 28, 30, 63, 77, 174
Формы монополизма и государственное регулирование. Опыт конкуренции в электроэнергетике развитых стран	Концептуально-теоретический подход, анализ практики	Теоретические подходы к регулированию монополий	30, 31, 61, 62, 63, 105, 123
Стратегическое планирование как базис реализации потенциала российского ТЭК в глобальной технологической революции	Анализ основных направлений и приоритеты стратегического планирования развития российского ТЭК: нефтегазовой, угольной, электроэнергетики	На основе Прогноза научно-технологического развития до 2035 г. определены наиболее перспективные области научно-технического развития ТЭК	92, 101,
Взаимодействие экономики и энергетики	Системный анализ, ЭММ, методы статистики, игровые модели	Модели организации электроэнергетики, влияние цен на взаимодействие	31, 35, 40, 66, 77, 104, 105, 127, 196, 208

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 параграфе 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, 221].

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 по повышению тарифов, предложенных в последние годы, не дал запланированного результата, существуют серьезные недостатки 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 относится к вопросу об энергетических тарифах.

Кратко эту ситуацию можно описать следующим образом. Поставщик, как показывает ретроспектива договорных отношений, повышает цену, при этом снижает надежность и качество, поскольку утрачен механизм государственного влияния на его поведение, а также доступность энергоснабжения. В свою очередь, потребитель завышает требования, возрастает его активность к выбору поставщика и вида энергоснабжения и т.п. Для разрешения этого конфликта 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 рисунке 2.1 представлена принципиальная схема взаимодействия экономики и энергетики: экономика поставщиков ресурсов, 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».

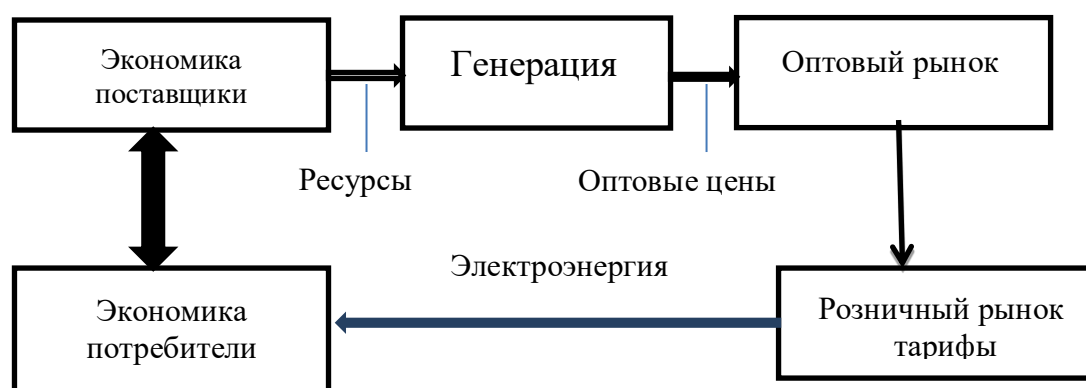


Рис. 2.1. Принципиальная схема взаимодействия экономики и энергетики

Получается, цикл, показанный на рисунке 2.1, 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 (зарботная плата), капитал (цена), валюта (инфляция), электроэнергия (тариф)). Цена на ресурсы разгоняется за счет мировых цен (неконтролируемые) на нефть, газ, уголь и валютных курсов. И контролируемые: зарботная 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 рента-

бельности. 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 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 Г.П. Кутовой 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, с. 210]. 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 пробле-

мам развития электроэнергетики не утихают все время проведения реформ. Как пишет Г.П. Кутовой [94], несмотря на многочисленные рекомендации экспертного сообщества по решению проблем энергетики, практической пользы пока нет, при этом в ряде своих работ он указывает ряд фундаментальных недостатков отрасли электроэнергетики после реформ (см. табл. 2.3). 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, с. 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 рыночная реструктуризация электроэнергетики не дала ожидаемых, а вернее обещанных результатов, но отягощает потребителей перманентно растущими ценами и потерями от технических сбоев [93, 237]. Такой исход реформ энергетики в общем-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 [187]. Рассмотрим сформулированный выше тезис с позиций организации производственных систем [112, 187]. Это вполне оправданный методологический подход к исследованию про-

блем реформирования электроэнергетики, поскольку данная отрасль полностью соответствует понятию производственной системы [112].

Таблица 2.3

Анализ фундаментальных причин отсутствия мотивации
повышения эффективности

Автор, изложивший суть проблемы и публикации	Формулировка сути проблемы	Факторы, препятствующие решению проблемы [93, 94, 96]
<p>1. Кутовой Г.П. «Нужна новая парадигма (или архитектоника) экономических отношений в электроэнергетике» // Энергетик. 2016. № 2. С. 8–13.</p> <p>2. Кутовой Г.П. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ // «ЭНЕРГОСОВЕТ». 2018. № 1 (51) Январь. URL: http://www.energsovet.r (дата обращения: 20.01.2022). С. 26–30 [93, 96]</p>	<p>Нет интереса к повышению эффективности электроэнергетики во взаимодействии с потребителями, нелогичность структур рынков, сложность процедур ценообразования</p>	<p>1. «Научно не обоснована структура генерации ОРЭМ, сложное ценообразование. Требование закона о включении электростанций с мощностью более 25 ОРЭМ МВт, вместе с ТЭЦ – организационная ошибка</p> <p>2. Торговля мощностью на ОРЭМ инициировала нерыночные методы перекрестного субсидирования цен в огромных масштабах»</p> <p>3. Конкуренция генерации не получилась на региональных рынках. Эти рынки превратились в сферу сбора денег с потребителей торговыми посредниками</p> <p>3. Отмеченные выше организационные недостатки искажают ценообразование продукции ТЭЦ</p> <p>4. Принудительный для промышленных потребителей механизм финансирования перекрестного субсидирования доказывает, что в электроэнергетике не появилась конкуренция</p>

Производственная система включает фундаментальные конструкции, которые определяют ее устойчивость, содержание и уникальность:

- структурная концепция – *целостность взаимосвязанных элементов*, которые задают синергию;
- концепция организатора обеспечивает топологическое движение во времени и пространстве;
- функциональная концепция задает множество решаемых задач в пределах заданных программ;
- иерархическая концепция – сеть субординационных отношений;

- концепция организационного развития совмещает собственную эволюцию и воздействия организатора при выполнении заданных программ. В этом случае случайные или предопределенные события играют второстепенную роль, определяющими императивами становятся постоянные институты, которые эти события и процессы направляют и координируют. Очевидно, эволюция институтов и определяет ход системных изменений.

В контексте описания проблем электроэнергетики, трансформаций ее исторической организации, структуры, технологических особенностей становятся понятны фундаментальные ошибки реформаторов, посчитавших малозначимым опору на теоретические и методологические принципы.

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 равносильен разрушению системы с прекращением выполнения ее заданных функций.

Реализация такого серьезного и сложного проекта как реформирование РАО ЕЭС, проверка состоятельности которого подтвердилась на протяжении нескольких десятилетий, причем по различным критериям, должна была начинаться с серьезной аналитической работы, необходимо было поставить множество вопросов – почему так, а не иначе, прежде чем принимать решение о замене того или иного механизма или звена системы. Удивляет слепая вера отечественных реформаторов (у американских консультантов, естественно, была другая мотивация) в дееспособность рынка и конкуренции в электроэнергетике. Эта вера может быть объяснена только одним – отсутствием профессиональных компетенций.

Позже мы покажем, что отсутствие компетенций проявится уже на стадии создания рынка, как показала практика реформирования электроэнергетики в Алтайском крае, вроде бы элементы рынка есть, но он никак не работает, и тогда начались хаотические действия по методу проб и ошибок, т.е. типичным действиям мало профессиональных работников [112].

2.3. Формирование концепции и моделей взаимодействия участников электроэнергетического рынка

Рассматривая проблему электроэнергетики с позиций системной методологии (теоретические основы вопроса) и осознавая ее сугубо прикладной характер и целевое назначение (обеспечение экономики и домохозяйств жизненно необходимым ресурсом), необходимо выделить и осознать среди множества связей, свойств, взаимодействий элементов, каким образом обеспечивается ее тактическая и стратегическая целостность. Где границы стабильности и надежности не в смысле сохранения структуры и выполнения заданных функций «любой ценой», т.е. не считаясь с затратами и эффективностью функционирования, а в смысле целевого функционирования, а именно системы достигает целей при заданных параметрах, себестоимость деятельности не выходит за границы допустимого, структура и организация системы эволюционирует топологически. Изучение, создание и научное обоснование производственных систем с такими свойствами осуществляют так называемые организаторы систем в рамках теории организации

[112]. Обычно такого рода работы осуществляются в рамках организационного проектирования, в результате которого формируется организационный проект, в котором заданы все элементы проектируемой системы: элементы структуры, связи, функции, характеристические параметры, цели и т.д. При этом описываются условия, при которых обеспечивается высокий уровень организации. Категория «организация» – это сложное, синтетическое понятие, которое обычно отражает высокую степень упорядоченности, и высокую степень концентрированного использования наличных, взаимодействующих ресурсов (именно наличных, без привлечения извне), обеспечивающих высокий потенциал и низкие затраты выполнения функций. К сожалению, лица, уполномоченные реформировать систему электроэнергетики, не были обременены этими знаниями и фактически игнорировали научный подход к трансформационным действиям.

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:

1. 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.

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

3. Институциональные ошибки, а точнее, спекулятивная мотивация, непрозрачный 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 приватиза-

ции, с целью личного обогащения проигнорировав все возможные и невозможные 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, трансакционных 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 необходимо соблюдать принцип объективной экономической необходимости: повышение тарифов осуществляется вслед за повышением инфляции, или повышения цен на продукцию экономических субъектов.

Как известно, стратегии менеджмента, направленные на слияния и поглощение компаний, решают задачи увеличения доли рынка (горизонтальная интеграция), или повышение эффективности и снижение затрат путем объединения компаний, находящихся на разных технологических переделах единой цепочки создания стоимости. Среди многих подходов к исследованию и проектированию интегрированных образований, а также в трансформационных процедурах значительное место занимают экономико-математические методы, в частности, оптимизационные, имитационные статистические модели [28, 98, 101, 105, 108, 111,

114, 137, 138, 200, 200, 231], которые позволяют заранее обосновать итоги интеграции предприятий на основе оценки системного эффекта.

Одной из важных задач оценки трансформационных действий (реструктуризация, слияние компаний, концентрация капитала и т.д.) выступает поиск методов модельного анализа результатов трансформационных действий, а именно экономического эффекта, динамики затрат контрагентов или участников интеграции, например, поставщика ресурса и потребителя, который производит продукцию более высокого передела. Методология системного подхода предполагает возможность решения этой путем построения формализованной модели. Однако при построении модели необходимо иметь концептуальное представление о задаче или проблеме, в частности:

1. Положительный результат интеграционных действий (синергия) достигается комплексными организационно-экономическими действиями (перестройкой структуры, избавлением от непроизводительных, транзакционных затрат) и модернизацией технологий.

2. Отношения контрагентов обусловлены параметром обмена, или взаимопоставок, или услуг (в нашем случае электроэнергии), в этом случае возникает системная связь, качество которой определяется уровнем обмениваемой продукции и ценой: цена является важным фактором и индикатором эффективности.

3. От контрагентов реализация условий взаимодействия требует определенных усилий: затраты, которые должны окупаться экономическим эффектом и приносить дополнительный доход (целесообразность интеграции).

4. Поставщик (например, генерирующая компания), выполняя заказ, оптимизирует производственную программу, перестраивает технологии, привлекает дополнительные ресурсы или резервы, корректирует задачу оптимизации производственной программы, весь комплекс перестроений назван управлениями.

5. Управления, деформируя технологии и организацию структуры системы, в итоге изменяют управленческие постоянные и переменные затраты, т.е. деформируют экономику предприятия.

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. После объединения компаний эффект объединения обычно возникает у участника технологического передела с более высокой добавленной стоимостью, а системные затраты – у компании, которая технологически ближе к переработке исходного сырья. 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 удовлетворяет 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 участников определяется решением взаимосвязанных задач. Причем качество такого взаимодействия влияет на эффективность системы, чем меньше процедур согласования, координации, компромиссов, тем выше эко-

номический эффект. При этом такое высокоэффективное взаимодействие участников не может возникнуть спонтанно, по крайней мере, вероятность возникновения такого взаимодействия стремится к нулю, на практике оно должно быть задано или сформировано в рамках организационного проекта.

Для построения моделей участников построим таблицу 2.4, в ней представлены обозначения основных переменных и параметров.

Таблица 2.4

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	Π_j	Цена продукции потребителя	Руб.

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].

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.

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

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

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

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

$$P_{mj} = (C_j - zz_j)$$

На основании соотношений (2.1)–(2.4) построено графическое представление формальной экономики поставщика (рис. 2.2), 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. рисунок 2.2.

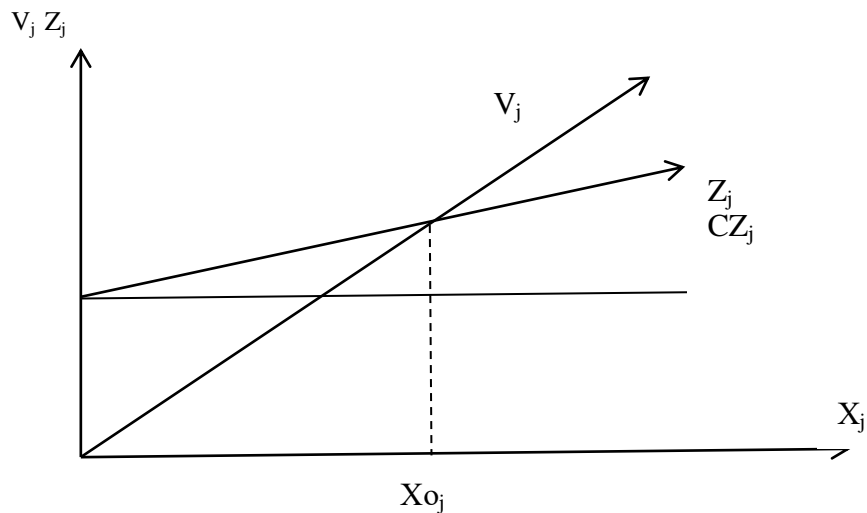


Рис. 2.2. Графическое изображение модели поставщика

Сформируем формальную модель экономики потребителя.

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

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

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

$$Y_{0j} = CS_j / (\Pi_j - ss_j) \quad (2.8)$$

$$F_{mj} = (\Pi_j - ss_j)$$

Графическое изображение экономики потребителя аналогично рис. 2.1, 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.С. Плещинским [137], а также А.С. Плещинским, В.В. Титовым, И.С. Межовым [138].

В основу концепции моделирования положена идея экономии части затрат при исполнении договора поставки продукции поставщиком покупателю. Основной смысл данной идеи заключается в том, что необязательно в рамках договора использовать рыночную цену, если есть возможность применить более низкую, трансфертную, и сэкономить на непроизводительных транзакционных и инфраструктурных затратах. Предприятие-потребитель при таких компромиссных трансфертных ценах (MRTC) разбивает оплату на 2 этапа: на первом – оплачивается согласно контракту часть полученного объема, по более низкой (договорной) трансфертной цене. Другая часть продукции оплачивается потребителем после полной реализации своей продукции и получения за нее полной выручки [137].

Два этапа платежей производятся следующим образом: на первом этапе потребитель оплачивает часть объема продукции по цене рынка. Временно не оплаченная часть стоимости продукции выступает как коммерческий кредит потребителя, т.е. происходит датирование ОФ покупателя. Последний оплачивает поставщику весь объем поставленной продукции по рыночным и трансфертным ценам с неким оговоренным процентом как за обычный кредит. А.С. Плещинский

называет этот процент «ставкой трансферта» [137]. Размер ставки участники согласовывают в контракте. По факту ставка трансферта выступает как индикатор качества взаимодействия контрагентов. Механизм MRTC есть форма интеграции, основанная на технологической близости участников. В механизме MRTC могут использоваться разные формы денежных расчетов. В данном случае для простоты понимания используются такие допущения: поставка исходных продуктов для потребителя осуществляется в начале периода, реализация конечных продуктов потребителем – в конце. Денежные расчеты осуществляются в два этапа: в начале и конце периода. Сформируем таблицу 2.5 основных параметров модели MRTC.

Таблица 2.5

Условные обозначения параметров модели MRTC

№	Наименование переменных	Обозначение переменных и параметров ПК	Обозначение переменных и параметров ПЛ
1	Валовая прибыль, руб.	d	Db
2	Налог на прибыль, $0 < k < 1$	r	Rb
3	НДС, $0 < n < 1$	n	Nb
4	Процент доплаты по трансферту (q)	q	Qb
5	Рентабельность активов (e)	e	Eb
6	Объем поставки по договору (O), руб.	O	Ob
7	Величина трансферта (H), руб.	H	Hb
8	Ставка банковского кредита (ρ)	ρ	Pb
9	Собственные оборотные фонды (Φ), руб.	Φ	Φb
10	Технологическое множество	λ	Λb
11	покупаемые ресурсы со стороны	ñi	Ñbj
12	Внутренние ресурсы	πi,	Πbj
13	Готовая продукция	vi	Nbj
14	Вектор цен ресурсов	μ	M

Применение MRTC при фиксированных технологических состояниях контрагентов λ_i , λ_b (табл. 2.5, строка 10). А.С. Плещинский определяет чистую прибыль участников по соотношениям (2.9) и (2.10) [139, 140], поставщика:

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

потребителя, соответственно, как:

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

Анализируя эффекты MRTC для договоров поставки контрагентов, А.С. Плещинский показывает процедуры и алгоритм моделирования взаимодействий участников с целью определить параметры MRTC, при которых появляется дополнительная прибыль как индикатор эффективного взаимодействия поставщика и потребителя.

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 посткризисной экономике РФ и регионах агенты рынка сталкиваются с различными неопределенностями на рынках электроэнергии, первичных энергоресурсов, технологий, которые отражаются на масштабах производства, себестоимости и потребности в инвестициях. Поэтому понятно, что цены на электроэнергию являются крайне важными инструментами 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 данном разделе приведены и проанализированы особенности моделей организации электроэнергетической отрасли. Всего выделено 4 модели: первая – естественная монополия (конкуренция отсутствует), функционирует под воздействием регулятора (государство). Вторая – единый покупатель, это может быть организация-посредник, оптовая компания и т.п. Родовой признак этой модели – разделение сферы генерации на некоторое количество автономных конку-

рирующих электрогенерирующих предприятий за поставку электроэнергии единому оптовому покупателю. Третья – в ее рамках формируют конкурентный оптовый рынок, для чего функция передачи электроэнергии разделяется по географической территории ее распределения. Четвертая - отражает специфику конкурентного рынка электроэнергии, как на оптовом, так и на розничном рынках. Производится разделение функции «распределение» и функции «сбыт электроэнергии». Для реализации разделенных, но технологически единых процессов создаются территориальные распределительные компании, остающиеся под надзором регионов и сбытовые компании (СК), которые, в частности, производят учет потребляемой электроэнергии.

4. Предложены организационные характеристики, влияющие на эффективность функционирования энергоотрасли, такие как число «активных элементов» (Ci), 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 характеризуется следующими признаками и свойствами:

- обладает личными скрытыми целями и предпочтениями;
- определенный уровень индивидуальных компетенций;
- определенная степень толерантности;
- степень приверженности, важная характеристика, которая отражает преданность компании.

5. Проведен анализ проблем развития электроэнергетики и подходов к их решению в публикациях различных авторов. Развернутый анализ подходов различных авторов систематизировано представлен в форме таблицы.

6. Предложена схема, объясняющая механизм увеличения цен и тарифов. Цена на ресурсы разгоняется за счет мировых цен (неконтролируемых) 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 при-

емлемый 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, непрозрачный характер принимаемых решений, вовлеченность власти в процессы трансформации электроэнергетики на стороне «нужных лиц» привели к дезинтеграции структур электроснабжения, экономики и домохозяйств.

8. *Сформулирована 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.

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. Основным смыслом 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. АНАЛИЗ ПРАКТИКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ АЛТАЙСКОГО КРАЯ)

3.1. Характеристика структуры и организации оптового рынка электрической энергии

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

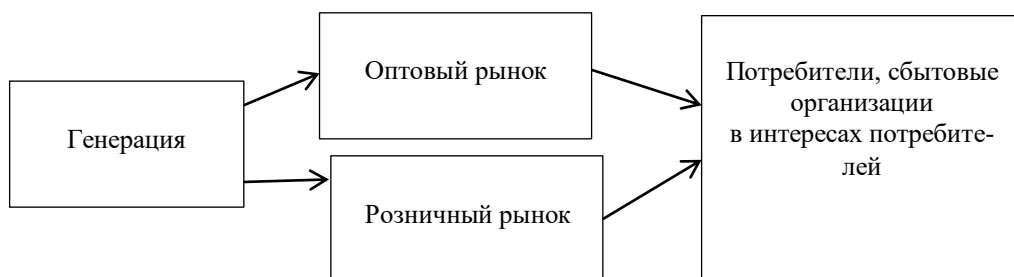


Рис. 3.1. Принципиальная схема купли-продажи электроэнергии и мощности

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 поставляется потребителям, оптовым и частично розничным, через специально организованный «Оптовый рынок». Для управления деятельностью этим рынком было учреждено некое Некоммерческое партнерство «Совет рынка» [246], замысел создания которого была определен как «организации эффективной поставки электрической энергии и мощности в оптовом и розничном режиме». Сокращенное наименование: Ассоциация НП «Совет рынка» [246]. Учредители Партнерства представлены в таблице 3.1.

Список учредителей*

Название компании			Правовой статус
«ЕЭС России»	РАО	«Самараэнерго»	ОАО
«Татэнерго»	ГУП ПЭО	«Нижновэнерго»	ОАО
«Иркутскэнерго»	ОАО	«Челябэнерго»	ОАО
«Костромская ГРЭС»	ОАО	ОАО «Омскэнерго»	
«Ставропольская ГРЭС»	ОАО	«Энергопромышленная компания»	ЗАО
«Рязанская ГРЭС»	ОАО	«Дизаж М»	ООО
«Конаковская ГРЭС»	ОАО	«ЕвразХолдинг»	ООО
«Пермская ГРЭС»	ОАО	«СУАЛ-ХОЛДИНГ»;	ОАО
«Волжская ГЭС имени В.И. Ленина»	ОАО	«Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания»	ОАО
«Саяно-Шушенская ГЭС»	ОАО	«Русский Алюминий»;	ОАО
«Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»	ГП	«Нефтяная компания «ЮКОС»	ОАО
«Смоленская АЭС»	ГП	«Региональная энергетическая компания – ЭНЕРГОСБЫТ»	ООО
«Оренбургэнерго»	ОАО	«Северсталь»	ОАО
«Тюменьэнерго»	ОАО	«Научно-практический центр социальной адаптации и реабилитации БЛАГОДАР»	Автономная некоммерческая организация

*Источник: Рынок электроэнергии и мощности НП Совет рынка (некоммерческое партнерство) [246].

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» [188], ст. 33, пункт 1, часть 6 и Устава НП «Совет рынка» (приложение 1), основные целями и предметом деятельности НП являются следующие [244]:

Цели и функции партнерства

Управление коммерческой инфраструктурой:

1. связь оптового и розничного рынков;

2. формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику;

3. наличие общей позиции участников оптового и розничного рынков при разработке нормативных документов, регулирующих функционирование электроэнергетики;

4. организация оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью на основе саморегулирования, в целях обеспечения энергетической безопасности РФ, 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.

Реализация обозначенных целей НП «Совет рынка» осуществляется 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;

- ✓ формирование стандартной формы договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, регламентов оптового рынка, стандартных форм договоров, обеспечивающих осуществление торговли на оптовом рынке электричеством, 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;
- ✓ 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 и сервисного обслуживания программных и информационных систем, обеспечивающих осуществление Партнерством своей деятельности;
- ✓ экспертиза проектов нормативно-правовых актов.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности: правила и механизм функционирования. Оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) – пространство оборота базовых для экономики страны ресурсов: электроэнергии и мощности, интегрированных в Единую энергетическую структуру на территории Российской Федерации. Правовой базой ОРЭМ является Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» [186], Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172) и другие нормативно-правовые

акты, определяющие различные правила оптового рынка [131]. В таблице 3.2 представлена краткая организационно-технологическая характеристика оптового рынка.

Таблица 3.2

Общая структура оптового рынка за 2019 г.

№ п/п	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.)	10 000
	Ветвей (шт.)	15 000
	режимных генерирующих единиц (шт.)	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. Было принято решение установить две «ценовые зоны». Отличие зон обусловлено механизмами планирования, ведения режима и состава генерирующих мощностей и сетевыми ограничениями на «переток» – переход активной мощности из ценовой зоны 1 в зону 2 и наоборот.

Первая ценовая зона включает географическое пространство европейских регионов, Центрального и Северо-Западного Урала, Южного, Уральского федерального, Северо-Кавказского и Приволжского округов.

Ко **Второй ценовой зоне** отнесли фактически весь Сибирский федеральный округ.

ОРЭМ действует как в **ценовых**, так и в **неценовых** зонах.

«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 ОРЭМ. Продажи электрической энергии и мощности осуществляют предприятия генерации (ТЭЦ, ГЭС, АЭС и т.д.), сбытовые компании и сетевые (для компенсации затрат от потерь в сетях), крупные потребители – члены ОРЭМ. К крупнейшим предприятиям генерации относят: ПАО «Русгидро», АО «Росэнергоатом», ПАО «Интер РАО ЕЭС» – (генерация и экспорт-импорт электроэнергии), ООО «Газпром энергохолдинг», АО «ЕвроСибЭнерго» и др. [256]. При этом и продавцы, и покупатели электроэнергии и мощности могут быть субъектами ОРЭМ.

Пропуском к обороту электрической энергии и мощности на ОРЭМ является участие агента в НП Совет Рынка. Заключение Договора участия в торговле на ОРЭМ (ДОП) и получение статуса агента. Заключая ДОП с Ассоциацией НП «Совет рынка», агент принимает все требования Регламента. Источником Регламентов является НП «Совет рынка» и 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 [131]. С 01 апреля 2008 года деятельность по организации торговли на оптовом рынке, связанную с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электриче-

ской 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 расчеты 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].

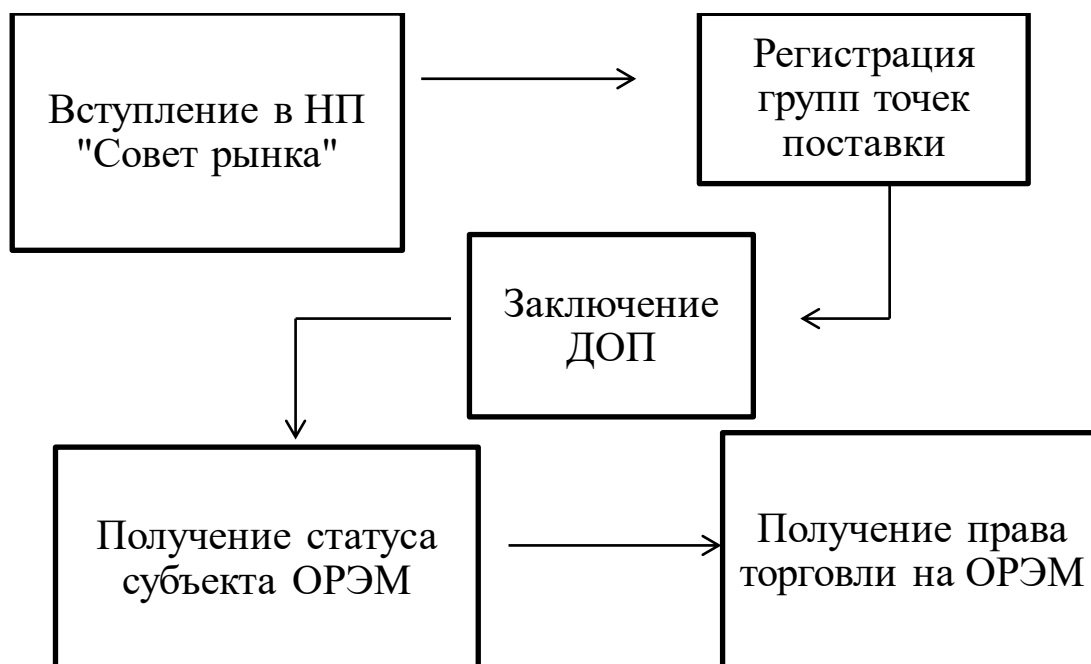


Рис. 3.2. Порядок получения права торговли на оптовом рынке

Описание рынка электроэнергии во 2-й зоне (СФО). Электрическая энергия в рамках ценовой зоны, в нашем случае в СФО, на ОРЭМ продается по

двум видам цен: регулируемые для населения и нерегулируемые (договорные) цены, для «прочих потребителей», формируются на «рынок на сутки вперед» (РСВ), или на «балансирующем рынке», когда возникает некоторый объем излишней мощности. За 2019 г. представлена структура РСВ на рисунке 3.3.

Начиная с 2011 г. по регулируемым договорам (РД) поставки электроэнергии предназначены только для населения и некоторых групп потребителей, приравненных к населению, а также для покупателей на территориях с особыми условиями. Цены на электроэнергию и мощность по РД определяет ФАС РФ. Для поставок электроэнергии и мощности по РД ФАС России прогнозирует баланс поставки энергии. «Поставки по РД не должны превышать 35% от полного объема поставки электрической энергии (мощности) на ОРЭМ, определенного в балансе для соответствующего производителя» [246].



Рис. 3.3. Структура ОРЭМ за 2019 г. по СФО

Электроэнергия, превышающая по объему поставки по РД, продается уже по свободным ценам, по договорам РСВ и балансирующего рынка (БР). При заключении «свободных договоров» субъекты рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы сделок по электроэнергии.

Выбор состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) осуществляется системным оператором для актуализации состава генерирующего

оборудования, в том числе с учетом «горячего резерва» для конкурентного отбора РСВ. Процедуры ВСВГО проводятся ежедневно на три дня вперед: т.е. начиная за двое суток до принятия решения С-2 в отношении следующих суток С, затем за двое С+1 и – за трое суток С+2 и заканчивается за 24 часа до начала 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: о составе и параметрах генерирующих мощностей, предоставленных поставщиками; ценовых заявок; прогнозах потребления электроэнергии, геометрических параметрах сети, ограничениям и резервам [245].

За сутки до реальной поставки электроэнергии АО «АТС», РСВ рассчитывает цены на основе баланса, путем сравнения цен спроса и цен предложения и тогда цена становится назначенной для субъектов рынка (см. рис. 3.4).

Для каждого узла сети (более 10 000 узлов) определяется цена РСВ (табл. 3.2) во второй ценовой зоне. В первую очередь выполняются заявки на объемы электроэнергии с предложением и более низких цен. Для планового потребления в первую очередь включаются договора, предложенные покупателем по наиболее высокой цене (см. рис. 3.4).

Механизм ценообразования на РСВ. На сайте АО «АТС» каждые сутки размещаются индексы цен и объемы продаж на РСВ для расчета актуальных оптовых цен на [246]. Обычно за сутки до поставки на РСВ прогнозируют план производства и потребления, при этом с очень высокой долей вероятности предполагается, что план будет отличаться от факта. Расчет отклонений фактических объемов производства/потребления от запланированных см. (3.1) производится в реальном времени для БР и осуществляется продажа $\pm \Delta W_b$.

Операции по продаже или покупке объемов производится

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

где $\pm \Delta W_b$ – отклонение плана от факта; W_n – запланированный объем продажи электроэнергии; W_f – фактический объем поставки.

По правилам [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].

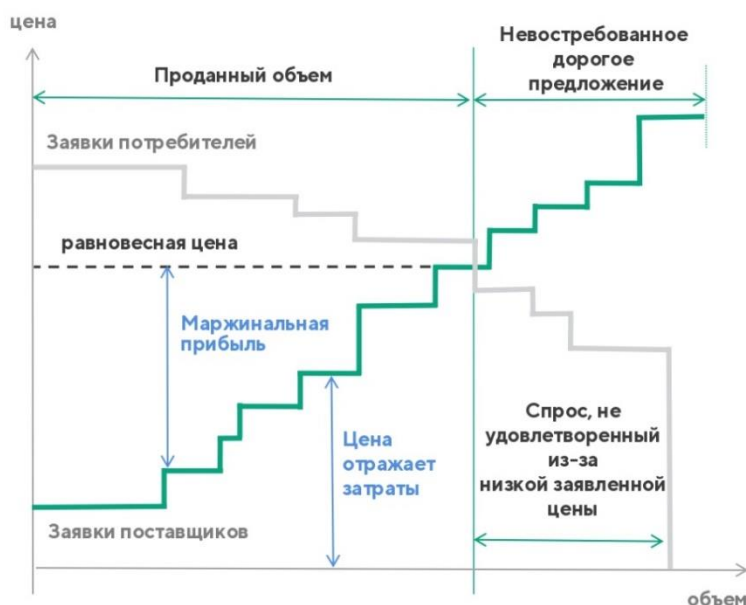


Рис. 3.4. Формирование цен и объемов поставки электроэнергии на РСВ [244]

Факт потребления может отклоняться от плана по разным причинам, в том числе на основе собственных стратегий энергопотребления или под давлением внешних факторов. Системный оператор определяет внешнюю причину появления $\pm \Delta W_b$. Генерация по факту меньше плана на РСВ $W_n > W_f$ вызывает покупку на БР недостающего объема электроэнергии до установленного плана. При превышении плана на РСВ ($W_n < W_f$) поставщик реализует на БР излишек (ΔW_b). Точно такие же правила действуют и для покупателей, только в обратном порядке. Покупатель, желающий приобрести больший объем на РСВ $W_f > W_n$, покупает разницу ΔW_b на БР, а недобравший ($W_f < W_n$) – продает.

Концептуально балансирующий рынок задуман как инструмент наказания (штрафования) контрагента, не исполняющего договорные обязательства и допус-

кающего отклонения от договорных обязательств. С другой стороны, «премируются» участники, допускающие наименьшие отклонения от условий договора. В целом сумма отклонений формирует так называемый небаланс БР, который гасится каждым агентом пропорционально их тяжести в небалансе. Положительный небаланс распределяется между участниками, максимально точно придерживающихся заданного потребления, что стимулирует дисциплину участников БР рынка [246].

Описание механизма действия рынка мощности. Концепция оплаты мощности задумана для организации стабильности поставок электроэнергии, покупка которой дает покупателю-участнику ОРЭМ право требовать от продавца поддерживать в готовности генерирующее оборудование для поставки увеличенного объема электроэнергии в момент времени, заданного потребителем [246, 258].

Краткое описание форм оплаты мощности на ОРЭМ:

- «по итогам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО);
- свободные договора купли-продажи мощности (СДМ);
- договор о предоставлении мощности (ДПМ)» [245];
- вынужденный режим обеспечения надежности электроснабжения и теплоснабжения генерирующих объектов, поставляющих мощность;
- реализация мощности по регулируемым договорам;
- реализация мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по их строительству;
- реализация мощности отобранных проектов модернизации генерации тепловых электростанций (КОММОД) по договорам поставки мощности модернизированных станций.

Мощность оплачивается всеми потребителями ценовой зоны, сумма по оплате мощности генерирующих объектов: КОМ и КОММОД, а также мощность, оплачиваемая по ДПМ [246].

В основу рынка мощности положен конкурентный отбор мощности КОМ, осуществляемый АТС, который предписывает режим оплаты мощности на ОРЭМ.

«КОМ осуществляется ежегодно, по ценовым зонам, на год поставки через 5 лет (на 6 лет вперед)» [244]. Прогнозный спрос формируют с учетом программы развития ЕЭС РФ. Генерирующие компании суммируют объемы возможных поставок и формируют ценовые заявки по действующим и по вводимым объектам. Покупатели выставляют так называемые «ценопринимающие» заявки, с учетом уменьшения объема спроса, зависящего от динамики цен. «Мощность станций, работа которых направлена на обеспечение режимов и технологий работы ЕЭС или подачи тепловой энергии, и мощность, по договорам ДПМ и договорам с новыми АЭС и ГЭС, по процедуре КОМ обязательна к отбору (ценопринимающая часть предложения)», более подробно механизм ценообразования описан в [244, 246, 258].

3.2. Характеристика механизма деятельности розничного рынка

Розничный рынок электрической энергии (РРЭЭ) включает продажу – покупку электрической энергии с участием производителей, покупателей, гарантирующих поставщиков, которые не входят ОРЭМ. Требования и характеристические признаки участников, которые отличают субъектов ОРЭМ и РРЭЭ устанавливает Правительство РФ (см. Приложение 2) и [258].

Субъекты РРЭЭ.

«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) [258, 259]. ГП – это посредническая компания, предназначенная для связи ОРЭМ и конечных потребителей, либо для связи ОРЭМ и РРЭЭ. Ему предписано заключать договоры со всеми обратившимися к нему организациями в пределах его уставных полномочий.

Контроль за функционированием и финансовым состоянием ГП производится при непосредственном участии региональной власти, что повышает надежность поставки потребителям электроэнергии.

ГП действует строго в рамках определенной зоны полномочий. Вне ее может выступать как обычный поставщик энергии. Зоны деятельности ГП не пересекаются [259].

ГП 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 отличается от ГП тем, что ей не предписано обязательное заключение договоров с покупателем, в том числе по цене (тарифу), исключая поставки гражданам.

Для потребителей-граждан такой поставщик руководствуется принятыми правилами поставки по регулируемым и нерегулируемым ценам.

Энергоснабжающая организация. К энергоснабжающим относят организации, не включенные в ОРЭМ и которые технологически сочетают куплю-продажу с передачей электроэнергии.

Во всех остальных случаях такое совмещение запрещено.

Производители электроэнергии, не входящие в оптовый рынок. Производители розничного рынка ограничены установленной мощностью. Станции

с генерацией свыше 25 МВт, могут продавать электроэнергию и мощность только ГП на условиях и ценах оптового рынка. Все другие участники вправе поставлять электричество и мощность всем потребителям в границах полномочий ГП. Вся остаточная электроэнергия забирается 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» [259].

«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) [259].

Договоры ГП подчиняются Правилам розничных рынков, устанавливаемых НП «Совет Рынка» [245]. Гражданам разрешается заключать договоры энергоснабжения в устной форме. Договор гражданина и ГП признается действующим при условии оплаты поставки. При этом ГП обязан уведомить потребителей-граждан о форме договора, распространив его форму в местах совершения плате-

жей или в средствах массовой информации. Без выполнения этого условия ГП в судебных или арбитражных разбирательствах будут предъявляться условия примерного договора энергоснабжения, взятого из приложения к Правилам.

Другие потребители заключают договоры в обязательной письменной форме, информируют об энергопринимающих устройствах потребителя, а также об их техническом состоянии. ГП может не заключать договор с потребителем, расположенном в другой зоне деятельности. Гражданский кодекс РФ регламентирует срок заключения договора.

По действующим правилам договор с ГП о поставке электроэнергии потребитель может расторгнуть:

- при отсутствии задолженности;
- при компенсации планового дохода ГП до окончания условий договора [258, 259].

Ценообразование на розничном рынке. Как известно из источников [259, 261], на РРЭЭ часть объема электроэнергии продается по регулируемым, а часть – по нерегулируемым ценам. Поставки электроэнергии населению, предприятиям коммунальных услуг: ТОК, ЖСК, ТСЖ и т.д. осуществляются по регулируемым ценам. Превышение объемов выше контрактных оплачивается по нерегулируемым ценам.

Регулируемые цены на РРЭЭ. Данные цены и тарифы устанавливает Правительство РФ на базе прогноза развития на следующий год. ФСТ устанавливает пределы отклонения тарифов на электроэнергию и мощность [259].

Назначенные тарифы действуют не менее 1 года.

До утверждения регионального бюджета на предстоящий год на РРЭЭ устанавливают регулируемые тарифы, которуюставляет ГП, другим энергоснабжающим предприятиям и населению.

Тарифы устанавливаются в трех видах:

1. «одноставочный» – полная стоимость 1 кВт·ч электрической энергии и мощности;

2. двухставочный – ставка за 1 кВт·ч электроэнергии и ставка за 1 кВт мощности;

3. одноставочный – дифференцирован по зонам суток» [265, 266].

Потребители из предлагаемых вариантов выбирают наиболее удобную форму оплаты.

Расчет указанных тарифов осуществляется в соответствии с Методическими указаниями [264] отдельно 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» [259].

Двухставочные тарифы рассчитываются при раздельном калькулировании затрат на электрическую энергию и отдельно на мощность. Размер тарифа оплаты за мощность основана на условно-постоянных затратах, включая содержание сетей.

«Тарифы на электроэнергию, разделяются:

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)» [248, 250].

2. по длительности периода в часах задействования заявленной мощности (ЧЧИ).

Чем больше ЧЧИ, тем более равномерно потребление.

3. по зонам суток.

«Требование сглаживания процесса потребления электроэнергии и сглаживание «пиков» обусловило разделение тарифов на зоны суток, идея состоит в том, чтобы побуждать больше потреблять во время меньших нагрузок (ночь) и снижать нагрузки в периоды увеличенного потребления («полупик», пик)» [261].

По информации АТС ФСТ устанавливает «Интервалы тарифных зон суток» [261].

- В ночной зоне учитываются только переменные затраты на электроэнергию, приобретаемую на ОРЭМ и РРЭЭ без оплаты мощности.
- В полупиковой зоне тариф определяется как средневзвешенная стоимость электроэнергии и мощности ГП, плюс сбытовая надбавка и затраты инфраструктурных компаний.
- В пиковой зоне график нагрузки определяется так, чтобы обеспечить необходимую валовую выручку ГП с учетом тарифной выручки, потребляющих электроэнергию по тарифам в ночной и в полупиковой зоне» [259].

3.3. Исследование финансово-экономического механизма деятельности Гарантирующего 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 АТС, который осуществляет диспетчеризацию технологическим режимом ЕЭС на территории всех субъектов РФ [246, 263, 264].

АТС состоит из трехуровневой административной структуры, в составе:

«Исполнительный аппарат (г. Москва)

- Семь филиалов – Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ)
- Сорок девять филиалов – Региональных диспетчерских управлений (РДУ) [259].

Для взаимодействия Системного оператора с субъектами электроэнергетики, региональными органами власти РФ, Ростехнадзором, МЧС в регионах, с укрупненными РДУ, сформированы отделы АТС в Алтайском крае и Республике Алтай, так же как и в других субъектах РФ.

Филиал ОДУ управляет режимами 10 энергосистем ОЭС Сибири, 8 из которых расположены на территории СФО, 2 – в ДВФО. В частности, 12 субъектов

РФ составляют операционную зону ОДУ Сибири, куда, кроме прочих, попадает Алтайский край и Республика Алтай.

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 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)» [244, 246, 264].

«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» [266].

АТС оказывает агентам электроэнергетики – участникам рынков услуги по оперативно-диспетчерскому управлению по правилам ОДУ [267].

«Обеспечение надежного энергоснабжения Основная цель деятельности Системного оператора – и качества электроэнергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иных нормативных актов путем непрерывного управления производством, передачей и распределением электроэнергии» [267].

Деятельность Системного оператора находится под контролем государства, услуги которого оплачиваются по регулируемым тарифам.

«Барнаульская горэлектросеть была учреждена как Открытое акционерное общество при реорганизации арендного предприятия «Барнаульская горэлектросеть» решением 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» [276].

ОАО «Барнаульская горэлектросеть» (БГЭС) выступает на рынке электроэнергии и мощности как **гарантирующий поставщик** с 1 октября 2006 г. Является поставщиком электрической энергии и с зоной в границах электрических сетей Барнаульской сетевой компании.

БГЭС с 04.07.2007 является гарантирующим поставщиком с выделенной зоной деятельности, а с 13.08.2007 г. – становится субъектом оптового рынка под регистрационным номером: 2.3.0221. С 1 января 2008 года БГЭС осуществляет операционную деятельность на ОРЭМ.

Юридический адрес БГЭС находится по адресу: г. Барнаул, ул. Деповская, 19, Железнодорожный район. Кадровый состав БГЭС в 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. табл. 3.3, 3.4, 3.5).

Естественно, что более низкая цена на услуги энергоснабжения является существенным фактором конкурентоспособности предприятий-потребителей на рынках товаров и услуг. Известно, что более эффективные, инновационные компании задают тренды развития и роста экономики, и свой вклад в этот процесс должна вносить электроэнергетика.

Таблица 3.3

**Сбытовые надбавки ГП Алтайского края на 2020 год:
население и приравненные категории для регулируемых цен***

№ 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).

В рамках действующего законодательства конкурентами БГЭС могут быть любые организации, субъекты ОРЭМ. Основной конкурент в регионе – АО «Алтайэнергосбыт». По состоянию на 31.12.2020 года структура потребителей АО «Барнаульская горэлектросеть» выглядит следующим образом (рис. 3.5).

Таблица 3.4

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

№ п/п	Субъекты рынка – гарантирующие поставщики в Алтайском крае	Сбытовая надбавка	
		Тарифная группа «сетевые организации, покупающие электроэнергию для компенсации потерь сетей», 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).

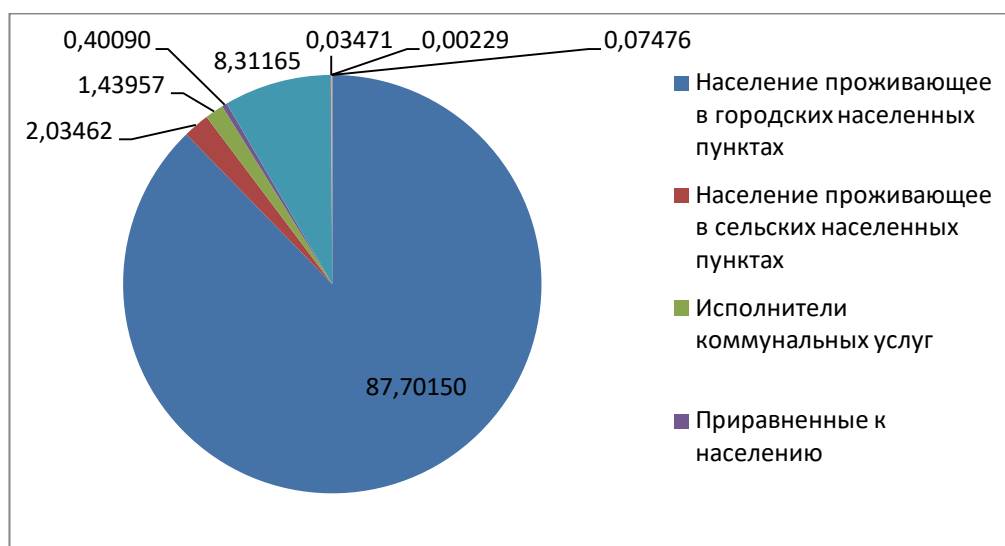


Рис. 3.5. Структура потребителей «Барнаульская горэлектросеть»

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

№ п/п	Субъекты рынка – ГП в Алтай- ском крае	Сбытовая надбавка		
		Тарифная группа «прочие потребители», руб./кВт·ч		
		Группа потребителей	1 полуго- дие	2 полу- годие
1	АО «Алтайкрай- энерго»	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 «Алтайэнер- госбыт»	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 «Барнауль- ская горэлектро- сеть»	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 элек- трическая 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).

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 объ-

ем приобретен непосредственно у генерирующих компаний на ОРЭМ. Структура реализации объемов электрической энергии по основным группам потребителей показана на рисунке 3.6.

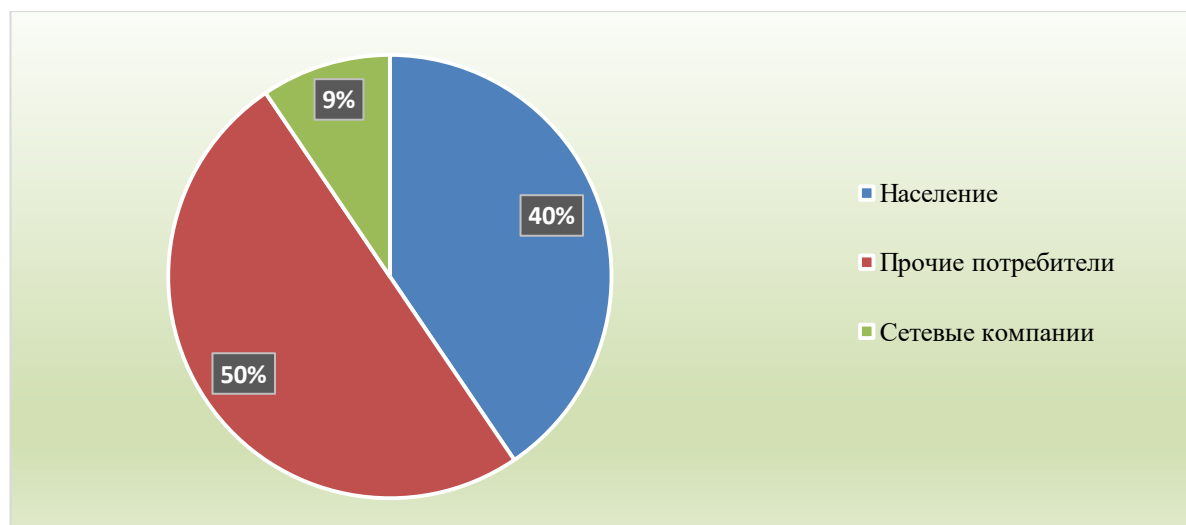


Рис. 3.6. Структура реализации объемов электрической энергии по основным группам потребителей за 2020 г. (построен по данным приложения 8)

В настоящий момент БГЭС 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 ГП электрической энергии АО «Барнаульская горэлектросеть» на 2020 год.

Реализация электрической энергии (мощности) потребителям, категории «Прочие потребители» и сетевым компаниям производилась по предельным «не-

регулируемым ценам». Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), ГП – БГЭС рассчитывает 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.

Отдельные характеристические показатели БГЭС сведены в таблицу 3.6.

Уставный капитал Общества составляет 9 134 430 руб. – 913 443 обыкновенные акции, номинальная стоимость – 10 руб. Все акции, БГЭС, 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.

Бухгалтерская отчетность и годовой корпоративный отчет размещается в сети Интернет на сайте: www.bges.ru.

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 (табл. 3.10).

Таблица 3.6

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

№ п/п	Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год*
1	Выручка от реализации услуг, работ, тыс. руб.	5 359 809	5 601 744	5 685 225	6 119 810
2	Чистая прибыль	17 925	50 496	108 163	297 832
3	Объем реализации электроэнергии, млн кВт·ч	1 578,8	1 579	1 550	1 581
4	Количество абонентов, ед.	244 017	245 682	243 474	243 644
5	Доля рынка, %	86	86	86	86

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

Как наглядно показано на рисунках 3.7 и 3.8, до 2018 г. рентабельность продаж была чрезвычайно низкой, что объясняется неустойчивостью и неотработанностью механизма ОРЭМ. Не было практического опыта постреформенного функционирования ОРЭМ.

Таблица 3.7

Динамика изменения чистых активов*

Показатели, 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).

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 тарифов. Политика последовательного повышения тарифов привела к резкому росту выручки в 2018–2020 гг. (см. табл. 3.9 и 3.10), при этом достаточно слабо рос объем собственного капитала.

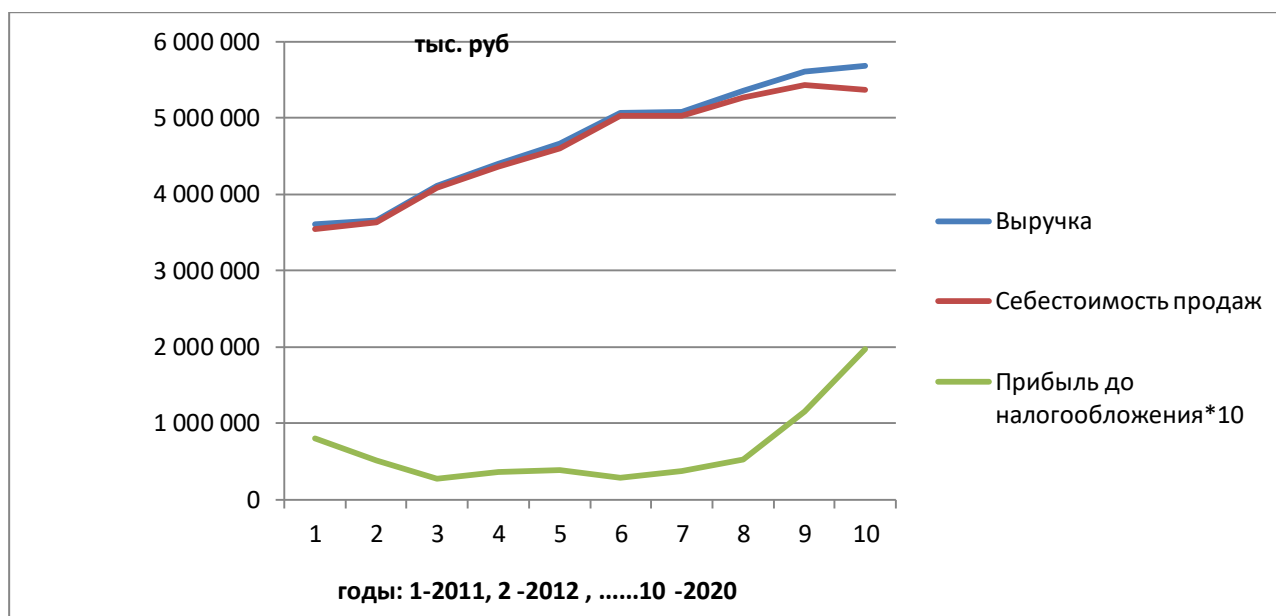


Рис. 3.7. Динамика выручки и прибыли ОА «Барнаульская Горэлектросеть»

Таблица 3.8

Интегрированный баланс АО «Барнаурская Горэлектросеть» за 2011–2020 гг.

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	10	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	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка	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	(3 637 601)	(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)	16 447	21 397	32 531	58 782	44 293	48 484	87 265	171 093	313 189
Прибыль (убыток) от продаж	16 447	21 397	32 531	58 782	44 293	48 484	87 265	171 093	313 189
Проценты к получению	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие доходы	59 313	75 890	115 595	95 688	96 051	130 667	151 089	231 434	243 812
Прочие расходы	(24 809)	(70 411)	(111 753)	(116 366)	(112 294)	(142 137)	(185 329)	(287 097)	(359 731)
Прибыль (убыток) до налогообложения	50 951	26 876	36 373	38 104	28 050	37 014	53 025	115 430	197 270
Налог на прибыль	(40 985)	(15 877)	(24 598)	(26 366)	(16 098)	(21 905)	(35 046)	(64 885)	(89 058)
текущий налог на прибыль (до	(40 985)*	(15 877)*	(24 598)*	(26 366)*	(16 098)*	(21 905)*	(35 234)	(65 830)	(84 276)

2020 г. это стр. 2410)									
отложенный налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	188	945	(4 782)
Изменение отложенных налоговых обязательств	0	0	0	(6)	173	(643)	0	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	0	0	0	12	(2)	74	0	0	0
Прочее	237	(93)	0	3	(12)	(1 076)	(54)	(49)	(49)
Чистая прибыль (убыток)	10 203	10 906	11 775	11 747	12 111	13 464	17 925	50 496	108 163
Совокупный финансовый результат периода	10 203	10 906	11 775	11 747	12 111	13 464	17 925	50 496	

*Источник: URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2221008019_ao-barnaulskaya-gorelektroset (дата обращения: 15.06. 2021).

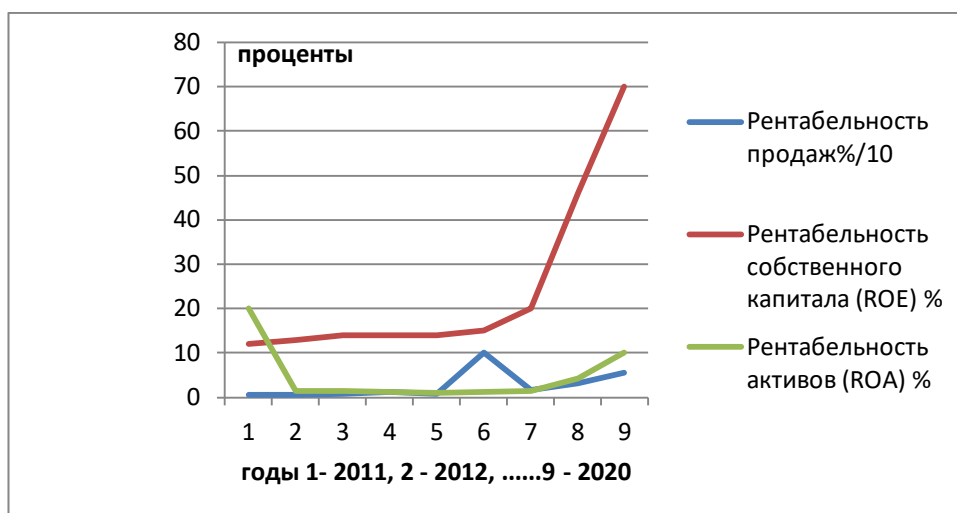


Рис. 3.8. Динамика рентабельности БГЭС

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 деятельность в границах г. Барнаула.

В таблице 3.11 представлена детальная структура себестоимости.

БСК основана 6 июля 2005 года. В 2006 году произошла реорганизация ОАО «Барнаульская горэлектросеть».

Кадровый состав, занятый эксплуатацией муниципальных электрических объектов и сетей, был переведен в БСК (приложение 4).

Характеристика БСК по состоянию на 31.12.2020 [234]:

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

Структура себестоимости БГЭС*

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Выручка от реализации услуг, работ, тыс. руб.	5 359 809	5 601 744	5 685 225	6 119 810
Доля рынка, %	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, млн кВт·ч	1 579	1 579	1 550	1 581

*сформирована автором

Некоторые операционные результаты за три года деятельности представлены в таблице 3.12. К сожалению, к 2020 г. наметился некоторый спад в работе БСК, что можно объяснить и форс-мажорными обстоятельствами, связанными с пандемией. Хотя в целом снижение энергопередачи не превышает двух процентов. В 2020 г. объем поступления электрической энергии в сети БСК составил 1594 млн кВт·ч, по сравнению с 2019 г. наблюдается снижение на 18 млн кВт·ч (1,14%). По сравнению с 2019 г. полезный отпуск электроэнергии в 2020 г. сни-

зился на 17,19 млн кВт·ч (-1,17%). За период с 2018 по 2020 г. объем услуг по передаче электроэнергии снизился на 16,02 млн кВт·ч (-1,1%).

Таблица 3.12

Объемы передачи электроэнергии в 2018–2020 гг., тыс. кВт·ч

№ п/п	Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Отклонение 2020/2019 гг.	
					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

Информация о динамике потерь электроэнергии в сетях представлена в таблице 3.13. В 2020 г. 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 г. потери увеличились на 0,04%.

Таблица 3.13

Динамика величины потерь электроэнергии в процентах

Потери электроэнергии	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Отклонение 2020/2019 гг.
	9,28	9,23	9,27	0,04

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

– условия подключения определяются 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;

– подключение оплачивается по утвержденным тарифам регулирующего органа исполнительной власти субъекта РФ.

Технологическое присоединение крупных, социально значимых объектов. БСК, решая задачи технологического присоединения к сетям крупных промышленных, жилых и социальных объектов, объектов малого и среднего бизнеса, вносит весомый вклад в экономическое развитие Барнаула, способствует созданию новых рабочих мест и реализацию жилищной политики.

В 2019 г. БСК подключило к электрическим сетям ряд важных социально значимых объектов:

- здание хирургического корпуса КГБУЗ «Краевая клиническая больница скорой медицинской помощи», пр-т Комсомольский, 73;
- комплекс зданий КГБУЗ «Городская больница № 5, г. Барнаул» (в том числе 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 сад-ясли в квартале 2006а, г. Барнаул, 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.

Тарифная политика. Оплата услуг БСК по передаче электроэнергии и присоединению к электрическим сетям, регулируется государством, а также оказывает дополнительные услуги по нерегулируемым видам деятельности.

Таблица 3.14

Количество заявок на технологическое Присоединение в 2018-2020 гг., шт.

№ п/п	Количественный показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Отклонение 2020/2019 гг.	
					абс.	%
1	Поданные заявки	810	971	969	-2	-0,21
2	Заклученные договоры	719	739	659	-80	-10,83
3	Исполненные договоры	637	652	543	-109	-16,72

Регулирование передачи электроэнергии и технологическое присоединение осуществляется соответствующими тарифами, определяется органами исполни-

тельной власти. Единые «котловые тарифы» на передачу электрической энергии в 2018–2020 гг. представлены в таблице 3.16.

Таблица 3.15

Заявки на технологическое присоединение по параметру «мощность»
в 2018–2020 годах, МВт*

№ п/п	Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Отклонение 2020/2019 гг.	
					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

*Источник: корпоративный отчет БСК, приложение 4.

Финансовые результаты. Финансовые результаты деятельности БСК за три предшествующих года представлены в таблице 3.17. Краткий анализ таблицы показывает, что наибольшую долю в объеме продаж (95%) приходится на доход от услуг по передаче электрической энергии в размере 2537,9 млн руб., что на 90,5 млн (3,44%) ниже уровня 2019 г.

Таблица 3.16

Котловые тарифы руб./кВт.ч без учета НДС

№ п/п	Уровень напряжения	2018 г.		2019 г.		2020 г.		Отклонение 2020/2018 гг., %
		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

Наибольшую долю себестоимости передачи электрической энергии составляют услуги смежных сетевых компаний (ПАО «МРСК Сибири «Филиал Алтай-энерго»), которая снизилась на 18,64 млн (0,74%).

Доход от услуг технологического присоединения за 2020 г. превысил 75,89 млн руб. – это на 7,08 млн руб. (10,28%) выше уровня дохода за 2019 г.

Затраты на производство и реализацию продукции в 2020 г. сложились в размере 2 584,98 млн руб., что ниже уровня 2019 г. 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. Анализ таблицы 3.17 показывает недостаточно устойчивое функционирование БСК как по основным видам деятельности, так и по дополнительным, нерегулируемыми услугами по ценам. Это может говорить о не вполне сбалансированной структуре затрат компании, либо о недостатке заказов.

Таблица 3.17

Основные показатели финансово-экономической деятельности, млн руб.*

№ п/п	Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Отклонение 2020/2019 гг.	
					абс.	%
1	Объем продаж	2 904,5	2 826,9	2 678	-227	-5,28
2	Себестоимость	2 767,4	2 643,2	2 585	-182	-2,20
3	Валовая прибыль	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

*Источник: корпоративный отчет БСК, приложение 4.

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. прил. 9, 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 на рисунке 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 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 нерегулируемая цена по всем категориям	Средняя нерегулируемая 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».

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.

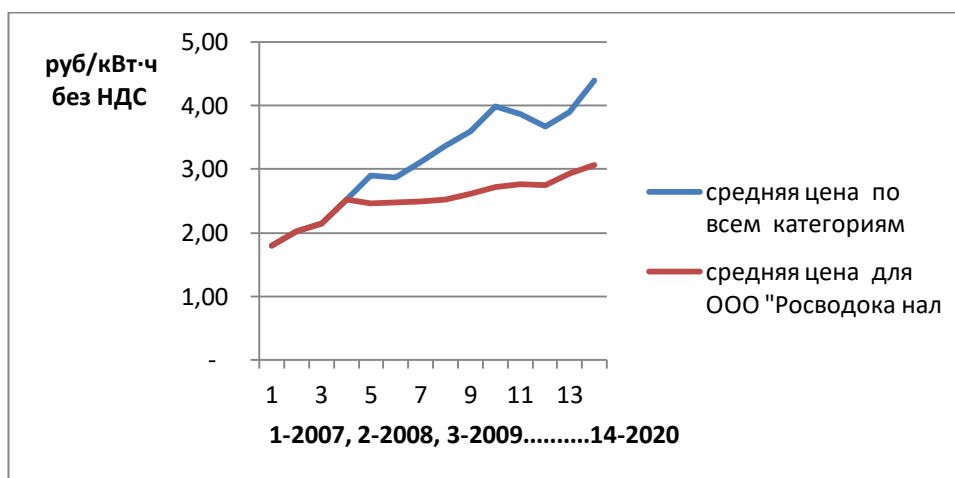


Рис. 3.9 Динамика средних цен на электроэнергию ГП АО «БГЭС»

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 [258, 260, 261–266], по нашему мнению, более запутанной организации электроэнергетической отрасли нет ни в одной стране мира.

В СФО Красноярская ГЭС является высокоэффективной и экономичной станцией, генерирующей электроэнергию. «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%» [238]. Полное наименование: АО «Красноярская ГЭС».

Вид деятельности (по ОКВЭД): 35.11.2 – Производство электроэнергии гидроэлектростанциями.

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

Выручка за 2020 г.: 4 327 млн руб. (+0% за год) – 7 место среди 30 предприятий в отрасли. Активы на 31 декабря 2020 г.: 26 222 млн руб. (-2,9% за год) – 6 место.

Чистые активы на 31 декабря 2020 г.: 22 456 млн руб. (-4,3% за год).

Чистая прибыль за 2020 г.: 2 377 млн руб. (-29,8% за год).

Среднесписочная численность работников по данным ФНС за 2020 год: **418** чел. [267].

В 1995 г. 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 таблице 3.19. Оценка прибыли и рентабельности Красноярской ГЭС за период анализа – в таблице 3.20. Динамика прибыли и рентабельности, соответственно, показана на рисунках 3.10 и 3.11.

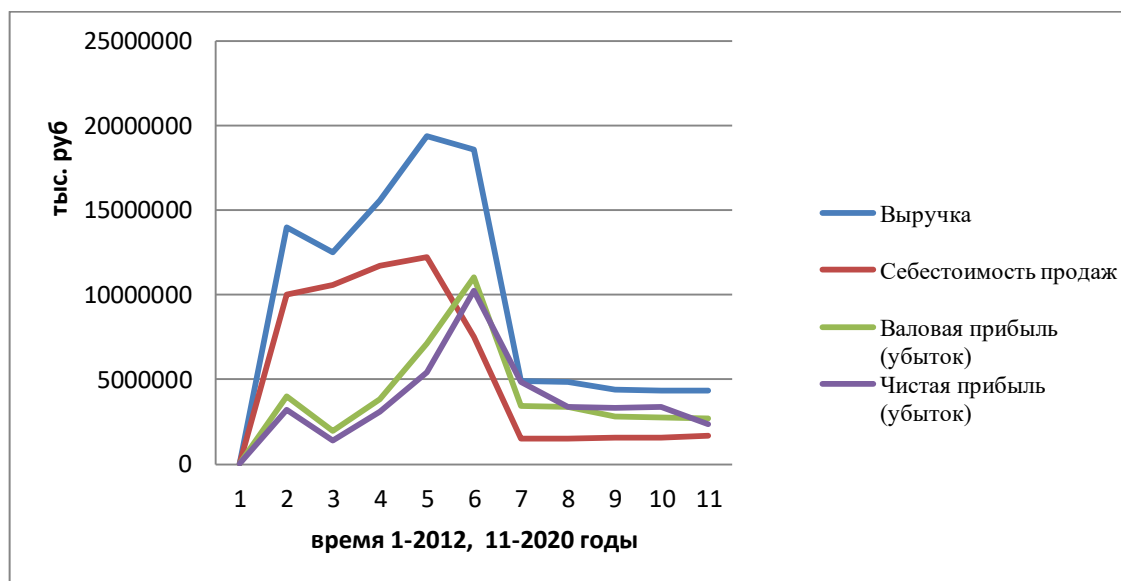


Рис. 3.10. Динамика прибыли Красноярская ГЭС за 10 лет

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)
отложенные налоговые обязательства	2430	(56 393)	(54 820)	(137 478)	(63 435)	(124 069)	(71 022)	(100 939)	0	0	0

отложенные налоговые активы	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

*URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2446000322_ao-krasnoyarskaya-ges

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

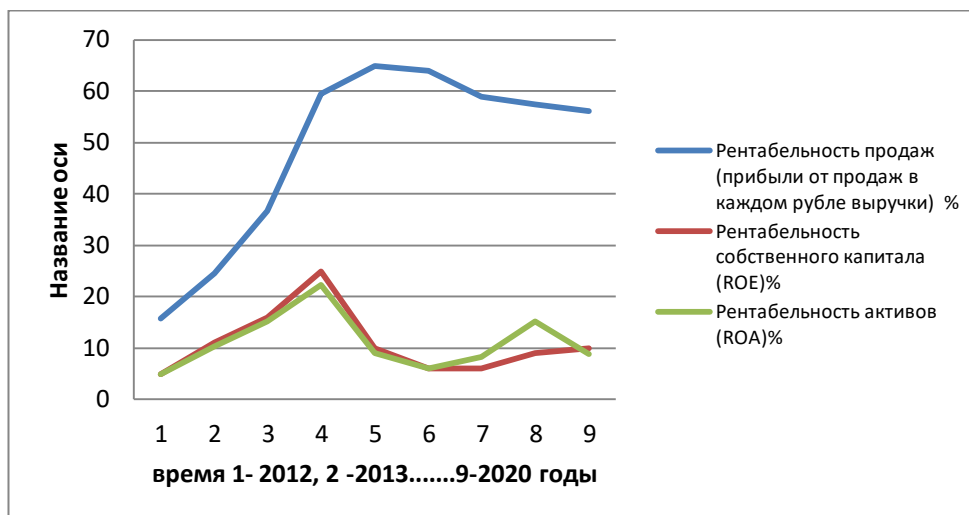


Рис. 3.11. Динамика рентабельности Красноярская ГЭС за 10 лет

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 всего объема, произведенной электроэнергии в январе в Алтайском крае и Республике Алтай. В абсолютном выражении это 461,9 млн кВт·ч.

Всего потребление в регионе составило 1075,8 млн кВт·ч. Собственное производство электроэнергии обеспечили почти 43% от общего объема потребления в Барнауле. В целом на ТЭЦ-3 пришелся больший объем генерации электроэнергии, а именно 305,3 млн кВт·ч. 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 г. численность работников ТЭЦ-3 составляет 563 человека.

Характеристика динамики финансовых результатов (прибылей и убытков) ТЭЦ-3 представлены в таблице 3.21, а данные о годовой рентабельности за период с 2011 по 2020 г. – в таблице 3.22. Как следует из таблиц, в период с 2011 до 2016 г. 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

*<https://www.rusprofile.ru/id/5756358>, Барнаульская ТЭЦ -3 [261], приложение 4-2.

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

*<https://www.rusprofile.ru/id/5756358>, Барнаульская ТЭЦ -3 [261], приложение 4-2.

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.

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) [264].

ХК БСЗ это [264]:

- 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 3.23 приведена интегрированная форма баланса для иллюстрации динамики развития активов и пассивов компании на протяжении 10 лет устойчивого функционирования после приватизации. Как следует из таблицы 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 [264].

Финансовые результаты Барнаульского станкостроительного завода за 2011–2020 гг. представлены в таблице 3.23.

Наиболее наглядно динамика развития активов представлена на рисунке 3.12. Виден резкий рост оборотных активов начиная примерно с 2013 по 2018 г. и затем такое же резкое падение.

Таблица 3.23

Интегрированный баланс АО «Холдинговая компания «Барнаульский станкостроительный завод» за 2011–2020 гг.*

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].

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.

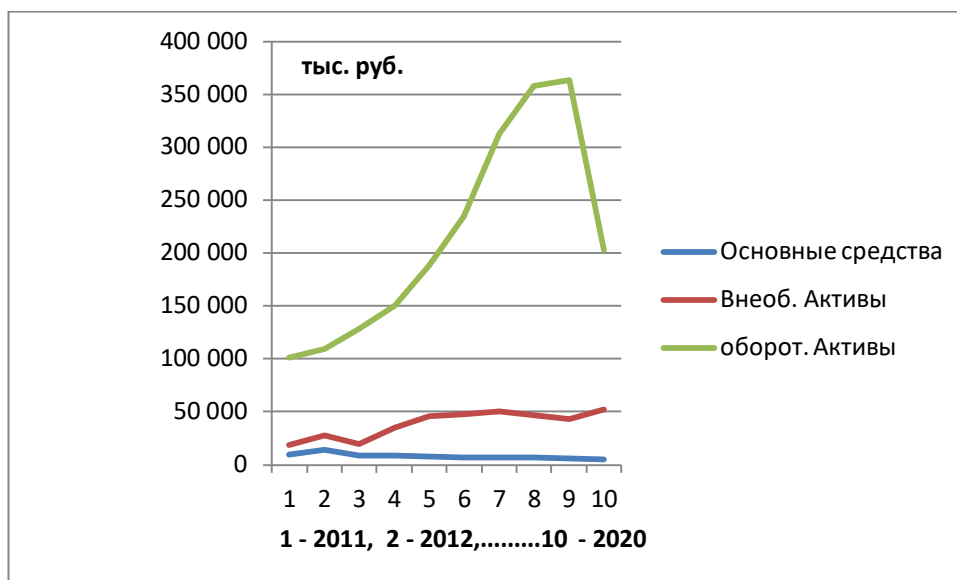


Рис. 3.12. Динамика активов «Барнаульский станкостроительный завод»

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

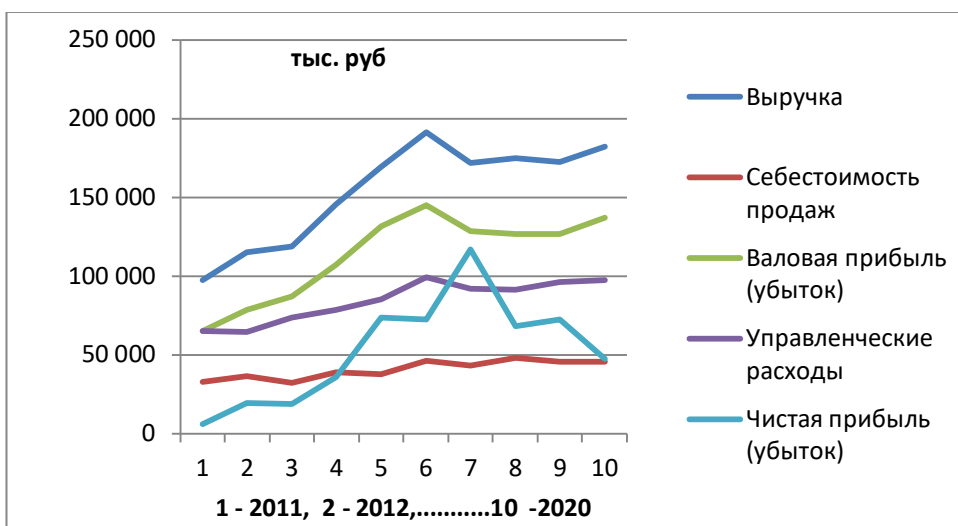


Рис. 3.13. Динамика основных финансовых показателей «Барнаульский станкостроительный завод»

На рисунке 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 г. Компания подает питьевую воду и оказывает услуги водоотведения более чем 665 тыс. пользователей, проживающих в столице Алтайского края и пригороде. Клиентами водоканала являются свыше 5,8 тыс. юридических лиц, УК, ТСЖ, организаций и предприятий различных форм собственности [269].

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 года: 2 869 млн руб. (+10% за год) – 54 место.

Чистые активы на 31 декабря 2020 г.: 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 численность работников, по данным ФНС за 2020 год: 1037 чел.

Водозабор 95–97% от общего объема потребляемой воды осуществляется из реки Оби 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 тыс. кубометров в сутки, 2 комплекса канализационных очистных сооружений общей производительностью 390 тыс. кубометров в сутки, насосные станции 2-го и 3-го подъемов [269].

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

Кроме того, в рамках заключенного в 2020 г. 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 г. Барнаульский водоканал вошел в структуру группы компаний «Росводоканал», что придало предприятию новый импульс развития. Была разработана и принята инвестиционная программа предприятия на 2007–2011 гг., 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 г.

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. Пред-

приятие 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. кВт·ч до 70 209 тыс. кВт·ч 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 г. 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 [269].

В таблице 3.24 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 г., (см. рис. 3.14), затем выручка стала снижаться в 2019 и 2020 гг., что естественно вызвало падение валовой прибыли в этих же годах (см. рис. 3.15).

В таблице 3.25 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 3.24

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 [263, 264].

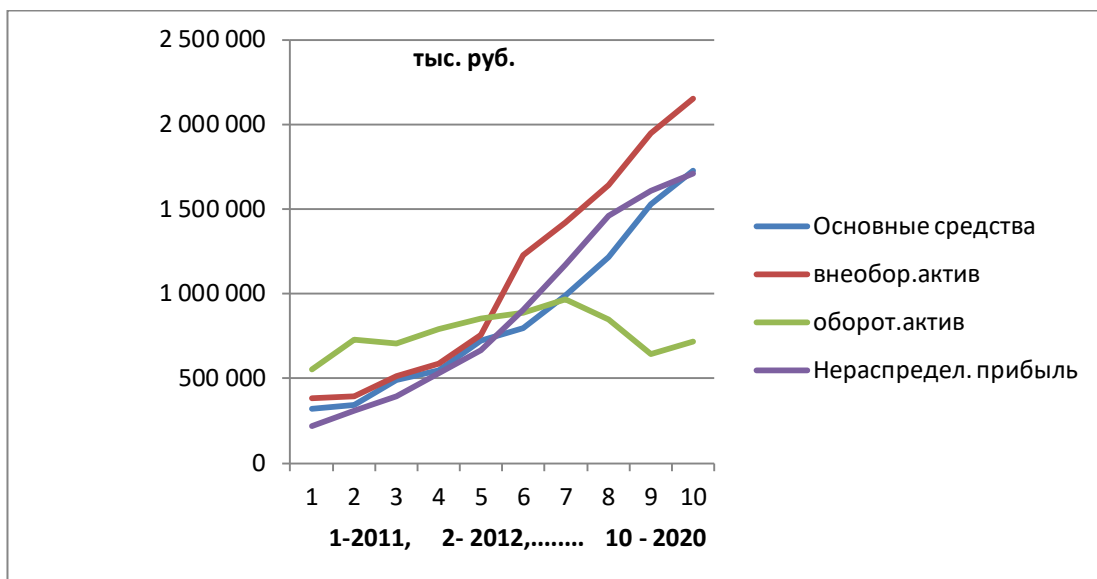


Рис. 3.14. Динамика активов ООО «Росводоканал Барнаул»

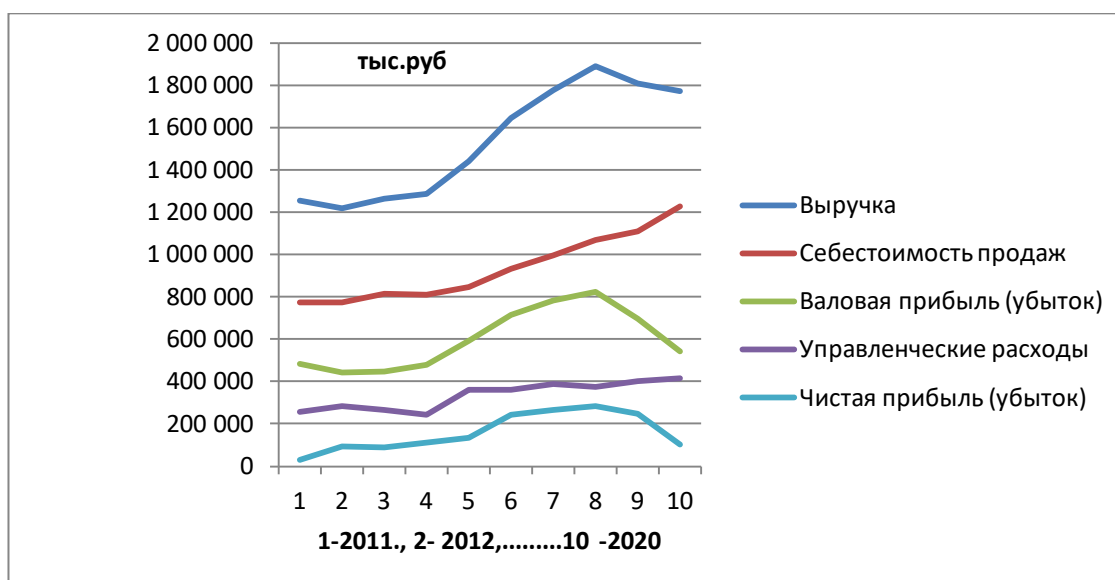


Рис. 3.15. Динамика основных показателей ООО «Росводоканал Барнаул»

Ретроспектива покупки электроэнергии и мощности представлена в таблице 3.25 и на графиках (см. рис. 3.16). Таблица 3.27 сформирована на основании фактических данных поставок электроэнергии и мощности за 10 лет. Динамика потребления электроэнергии падала на протяжении всего периода наблюдения (табл. 3.26).

Структура затрат ООО «Росводоканал Барнаул»

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.
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, руб.</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, руб.</i>	17,68	17,70	16,58
Доля расходов на электроэнергию в фактическом тарифе	14,30%	15,01%	16,40%

Стоки			
Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Расходы на электрическую энергию (прямые на производство)	105 291,81	101 379,32	107 958,29
<i>В расчете на 1 куб. м, руб.</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, руб.</i>	16,36	15,60	17,13
Доля расходов на электроэнергию в фактическом тарифе	14,57%	14,74%	14,27%

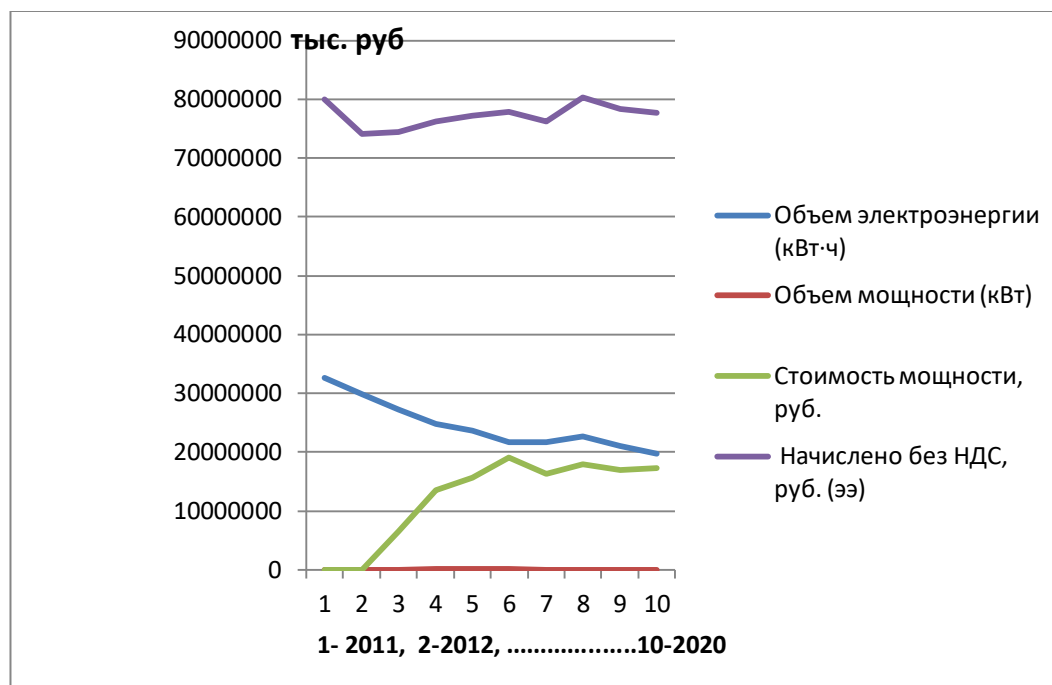


Рис. 3.16. Динамика основных показателей электропотребления
ООО «Барнаульский водоканал»

Таблица 3.26

Динамика покупки электроэнергии и мощности ООО «Барнаульский водоканал»*

Параметры договора	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объем электро-энергии, 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)	80084839,77	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 с потребителями: анализ практики

Как было описано во второй главе и в первом параграфе настоящей главы, 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 г. [271]. Непродуманные 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 учредителями «Совет рынка», в свою очередь Совет рынка создает ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (ОАО «АТС»). Напомним, на сайте НП «Совет рынка» [265] 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 [271] 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;

- палата покупателей;
- палата продавцов;
- «палата инфраструктурных организаций: ОАО «Администратор торговой системы», ОАО «Центр финансовых расчетов», ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергосистемы» [271].

АТС регистрирует точки поставок. То есть определяет привязку компании к конкретным точкам учета при продаже или покупке электроэнергии. Контролирует корректность оформления документов и правильность учета электроэнергии по точкам поставки, помогает торгам на ОРЭМ. 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 АТС определяется ФАС, до 2016 г. составляла около 1/10 копейки за кВт·ч электроэнергии.

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 г. единственным учредителем НП «АТС» и с 1 января 2005 г. оказывает услуги по проведению финансовых расчетов между участниками оптового рынка электрической энергии [267].

ЦФР осуществляет расчетные 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 таблице 3.27.

Таблица 3.27

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	Гарантирующие поставщики	679	(по данным ФАС)
2.4	Экспортно-Импортные Операции	1	
2.5	Территориальные СК осуществляют функции ГП	10	
3	Инфраструктурные организации	5	

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

Следует отметить, что многие компании, указанные в таблице 3.27, 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 [258–260] в рамках программы «Развития электроэнергетики Алтайского края» на 2015–2019 гг.

Алтайская энергетика поделена на четыре энергорайона:

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

Генерирующие компании. Установленная мощность объектов генерации Алтайского края на конец 2013 г. составляла 1527,1 МВт. Выработка электроэнергии в Алтайском крае в 2013 г. составила 62,3% от общего потребления.

На конец 2013 г. 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 следующие:

- филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей (далее – ЗСП МЭС);
- филиал ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» – «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 настоящей главе 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 представите-

лей экономики, например, ООО «Барнаульский Водоканал», в структуре затрат которого значительную долю занимает покупка электроэнергии. Однако такой анализ будет неполным, 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 таблице 3.28, общий список респондентов содержится в приложении 10.

Таблица 3.28

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

№ до- говора	Наименование потребителя	Суммарная максимальная мощность по всем точкам поставки по- требителя, кВт	Энергопотребле- ние за 2020 г., кВт·ч (в рамках всех заключен- ных договоров)	Стоимость оплаты за по- требленную электроэнер- гию за 2020 г., руб.	Применяе- мые ценовые категории (по всем до- говорам, 1-6 ЦК)
256	ФГБОУ ВО «Алтайский ГАУ»	3 852,80	1 750 591	7 317 702,90	1 ЦК
254	ФГБОУ ВО АГМУ Мин- здрава 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- автодор»	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 «Механиза- тор»	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 3.29 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%.

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 «Барнаульская горэлектросеть» по 5-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 целом респонденты достаточно высоко оценили АО «БГЭС» как поставщика электроэнергии.

В таблице 3.30 представлены замечания и пожелания респондентов, относящихся к улучшению качества работы АО «БГЭС». Большое число пожеланий относится к техническим и организационным вопросам взаимодействий: время предъявления счет-фактур, автоматизация учета электроэнергии, но есть и замечания по снижению цен и тарифов. 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.

Описание результатов анкетирования потребителей АО «БГЭС»

Пожелания, замечания и критические отзывы респондентов	Усредненные ответы респондентов
Ваши замечания, пожелания и предложения по улучшению работы АО «Барнаульская горэлектросеть»	1) При замене ПУ или трансформаторов тока производить распломбировку и опломбировку в течение одного дня
	2) представляет платежные документы за электроэнергию в адрес АГМУ после 10-го в 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-фактуры и актов выполненных работ до 10-го числа каждого месяца, то в последующем предлагаем Вам от практики ежемесячных начислений пени в адрес АГМУ отказаться
	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

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, концептуальный замысел которой состоит в воспроизводстве генерирующего оборудования, покупка мощности, с другой стороны, дает покупателю-участнику ОРЭМ право требовать от поставщика готовности генерирующего оборудования в любой момент времени.

5. Дается характеристика механизма деятельности РРЭЭ как пространства движения товара – электрической энергии в границах ценовой зоны или региона с участием производителей, покупателей электрической энергии (мощности) и иных лиц, которые не являются субъектами ОРЭМ. Приводятся основные понятия и характеристики участников розничного рынка.

6. Рассматриваются все виды регулируемых и нерегулируемых тарифов, механизмы ценообразования и порядок оплаты под управлением АТС, а также 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 генериру-

ющая 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. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

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

В материалах прошлой главы настоящего диссертационного исследования мы показали исключительно сложную, многофакторную и непрозрачную 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» [178]. 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 автор 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 электроэнергетики 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 ГП и потребителем [240, 242].

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

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

– интегральные, применяются к объемам потребления электрической энергии за определенный период времени – сутки, месяц и т.д., эти цены рассчитываются только по одной ставке.

– интервальные, применяются к почасовым объемам электрической энергии, здесь каждый час суток расценивается индивидуально, для этих цен применяют две и более ставки.

Первая и вторая ценовые категории относятся к интегральным категориям (ЦК1 и ЦК2). Третья, четвертая, пятая и шестая (ЦК3, ЦК4, ЦК5, ЦК6) – к интервальным.

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 > 670 кВт;
- работающих с максимальной мощностью < 670 кВт.

С 01 июля 2013 г. потребителям, чья максимальная мощность превышает 670 кВт, введен запрет на выбор интегральной ценовой категории, то есть им доступны только интервальные ценовые категории с 3-й по 6-ю. Потребители, работающие с максимальной мощностью ≤ 670 кВт, могут выбирать любую ценовую категорию из официальных шести ЦК.

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 [131] регламентирует процедуры определения тарифа на электроэнергию для каждой из шести ценовых категорий на основании следующих правил.

Расчет тарифа для первой ценовой категории (1 ЦК)

Тариф для первой ценовой категории определяется по формуле:

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

где $\mathcal{C}_{\text{ПН1}}$ – 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;

$\mathcal{C}_{\text{СН1}}$ – приобретается на ОРЭМ, руб./МВт·ч. Определяется как средневзвешенная нерегулируемая цена на электроэнергию. Алгоритм определения данной величины приведен ниже;

$\mathcal{C}_{\text{СЕТ}}$ – 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 разделяется одноставочный тариф по уровню заданного напряжения, выделено четыре ступени: высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше, среднее напряжение первой ступени (СН I) – 35 кВ, среднее напряжение второй ступени (СН II) – 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 [132];

$\mathcal{C}_{\text{ИП}}$ – инфраструктурные платежи (оплата услуг: АО «Центр финансовых расчетов», 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 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 ГП электроэнергии, руб./МВт·ч. Данные сбытовые надбавки на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для ГП Алтайского края были опубликованы в приложении к Решению № 551 от 29.12.2020 Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов [132].

Данная ценовая категория предполагается только для потребителей с максимальной мощностью до 670 кВт.

В качестве примера приведем механизм расчета нерегулируемой цены на электроэнергию для потребителей первой ценовой категории АО «Барнаульская горэлектросеть» за июль 2021 г. (табл. 4.1) [156].

C_{CH1} – средневзвешенная предельная цена на электроэнергию, служит для определения нерегулируемых цен первой ценовой категории;

$$C_{CH1} = C_{CH1} + \lambda C_{CHM} \quad (4.2)$$

C_{CH1} – средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором для соответствующего 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» [170]. Далее выбирается участник РРЭЭ и скачивается файл нужной компании [170];

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 [170];

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:

$$N_m = N_m^{\phi 0} + N_m^{pr} - N_m^{цк2,6} - N_m^{нас},$$

$N_m^{\phi 0}$ – объем фактического пикового потребления мощности, купленный на оптовом рынке, МВт;

N_m^{pr} – фактический пиковый объем потребления мощности, купленный на РРЭЭ, МВт;

$N_m^{цк2,6}$ – объем потребления мощности потребителями по 2–6 ЦК, МВт;

$N_m^{нас}$ – объем потребления мощности населением, МВт;

– интегральный показатель потребления электроэнергии:

$$V_e = V_e^{\phi 0} + V_e^{pr} - V_e^{цк2,6} - V_e^{нас}$$

$V_e^{\phi 0}$ – фактический объем электроэнергии, купленный ОРЭМ, МВт·ч;

V_e^{pr} – фактический объем электроэнергии, купленный на РРЭЭ, МВт·ч;

$V_e^{цк2,6}$ – итоговый объем потребления электроэнергии потребителями 2–6 ЦК, МВт·ч;

$V_e^{нас}$ – объем потребления электроэнергии населением, МВт·ч.

Эти параметры служат для расчета коэффициента оплаты мощности в первой ценовой категории, определяются по официальному сайту ГП. Так, например, для АО «Барнаульская горэлектросеть» данная информация содержится в разделе «Розничный рынок» – «Расчет нерегулируемой цены» – В размещаемом файле вкладка «расчет ср.нер.цены» [156].

2. Расчет тарифа для второй ценовой категории (2 ЦК)

Процедура расчета тарифа для второй ценовой категории строится по аналогии расчета – для первой ценовой категории, с учетом того, что нерегулируемая средневзвешенная цена на электрическую энергию (мощность) на ОРЭМ – $C_{ПН}$ определяется для каждой зоны суток: «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. (табл. 4.2) [156]. Вторая ценовая категория применяется в том случае, когда приобретенная электрическая энергия (мощность) поступает на энергопринимающие устройства, оборудованные приборами учета, которые регистрируют расход электроэнергии 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 «АТС» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен». Затем указывается участник РРЭЭ и скачивается файл для выбранной компании [170].

Таблица 4.1

Нерегулируемые цены на электроэнергию для потребителей первой ценовой категории

	Цена по уровню напряжения руб./МВт·ч				Предельный уровень нерегулируемых цен C_{CHM}	Сбытовая надбавка C_{CH}	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_{CH}	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 «АТС» 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 [170].

$\mathcal{C}_{\text{СЕТ}}$ – выбранный 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 [132];

$\mathcal{C}_{\text{ИП}}$ – инфраструктурные платежи. Тарифы на инфраструктурные услуги размещены на официальном сайте коммерческого оператора оптового рынка АО «АТС» 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» [172]. В данном файле представлены необходимые стоимости платежей с разбивкой по контрагентам для оплаты. Для получения тарифа на инфраструк-

турные платежи необходимо разделить общую стоимость по выплатам всем контрагентам на величину фактического объема покупки электроэнергии на оптовом рынке. Фактический объем покупки электроэнергии на ОРЭМ 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», руб./МВт·ч [156];

C_{CH} – сбытовая надбавка ГП электроэнергии, руб./МВт·ч. Сбытовые надбавки на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для ГП Алтайского края содержатся в приложении к Решению № 551 от 29.12.2020 [132].

$C_{ПНМЗ}$ – ставка за мощность предельного уровня нерегулируемых цен для третьей ценовой категории, определяемая гарантирующим поставщиком в отношении поставляемого потребителю (покупателю) величины мощности, руб./МВт;

$C_{СНМ}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке, которая публикуется на официальном сайте АО «АТС» 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].

В итоге, ЦКЗ предназначена для покупки электрической энергии, с почасовым учетом (4.4)–(4.5), без почасового планирования. Пример почасового дифференцируемого тарифа $C_{CHЗ}$ на уровне напряжения НН для потребителей АО «Барнаульская горэлектросеть» за июль 2021 г. представлен в таблице 4.3 [156].

Таблица 4.3

Пример почасового дифференцируемого тарифа $C_{CHЗ}$
для низкого уровня с напряжения (НН)*

Дата	Ставка фактического почасового объема электрической энергии, купленного для напряжения – НН (руб./МВт·ч)			
	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

*составлена автором.

4. Расчет тарифа для четвертой ценовой категории (4 ЦК)

Для четвертой 4 ЦК процедуры расчета тарифа аналогичны расчету для 3 ЦК, однако здесь требуется, чтобы тариф на передачу электроэнергии был двухставочным: отдельно – на стоимость оплаты технологических потерь электроэнергии в сетях, и отдельно на содержание электрических сетей:

$$\mathcal{C}_{\text{ПН4}} = \mathcal{C}_{\text{СН4}} + \mathcal{C}_{\text{СТП}} + \mathcal{C}_{\text{ИП}} + \mathcal{C}_{\text{СН}} \quad (4.6)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНМ}} = \mathcal{C}_{\text{СНМ}} \quad (4.7)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПС4}} = \mathcal{C}_{\text{СТС}} \quad (4.8)$$

где $\mathcal{C}_{\text{ПН4}}$ аналогичен $\mathcal{C}_{\text{ПН1}}$, $\mathcal{C}_{\text{СН4}}$, соответственно, $\mathcal{C}_{\text{СН4}}$, а величины $\mathcal{C}_{\text{ИП}}$, $\mathcal{C}_{\text{СН}}$ – одни и те же для всех ценовых категорий.

$\mathcal{C}_{\text{ПНМ}}$, $\mathcal{C}_{\text{СНМ}}$ – величины, используемые при расчете тарифа для третьей ценовой категории выражение (4.5).

$\mathcal{C}_{\text{СТП}}$ – 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];

$\mathcal{C}_{\text{ПС4}}$ – предельный уровень стоимости содержания сети;

$\mathcal{C}_{\text{СТС}}$ – 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 $\mathcal{C}_{\text{СН}}$, $\mathcal{C}_{\text{ИП}}$, $\mathcal{C}_{\text{СН}}$, $\mathcal{C}_{\text{СНМ}}$ определяются по процедуре, описанной для третьей ценовой категории.

5. Расчет тарифа для пятой ценовой категории (5 ЦК)

Расчета тарифа для **5 ЦК** подобен порядку расчета тарифа для **3 ЦК**, отличие в том, что тариф на покупаемую электроэнергию является не постоянной, а планируемой для потребителя величиной:

$$\mathcal{C}_{\text{ПН}5} = \mathcal{C}_{\text{СРСВ}} + \mathcal{C}_{\text{СЕТ}} + \mathcal{C}_{\text{ИП}} + \mathcal{C}_{\text{СН}} \quad (4.9)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНП}5} = \mathcal{C}_{\text{СВОПЧ}} \quad (4.10)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНС}5} = \mathcal{C}_{\text{СВОСЧ}} \quad (4.11)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПС}5} = \mathcal{C}_{\text{СТС}} \quad (4.12)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНН}5} = \left| \mathcal{C}_{\text{РСВНБ}} \right| \quad (4.13)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПБР}5} = \left| \mathcal{C}_{\text{БРНБ}} \right| \quad (4.14)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНМ}5} = \left| \mathcal{C}_{\text{СНМ}} \right| \quad (4.15)$$

где $\mathcal{C}_{\text{ПН}5}$, $\mathcal{C}_{\text{ПНП}5}$, $\mathcal{C}_{\text{ПНС}5}$, $\mathcal{C}_{\text{ПНН}5}$, $\mathcal{C}_{\text{ПБР}5}$ – ставки за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, руб./МВт·ч;

$\mathcal{C}_{\text{СТС}}$, $\mathcal{C}_{\text{ИП}}$, $\mathcal{C}_{\text{СН}}$ – пояснены ранее;

$\mathcal{C}_{\text{ПН}5}$ – 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;

$\mathcal{C}_{\text{СРСВ}}$ – «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 «АТС» 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 [170];

$\mathcal{C}_{\text{ПНП}5}$ – 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 факти-

ческого почасового объема покупки электрической энергии над соответствующим плановым почасовым объемом потребителя (покупателя), руб./МВт·ч;

Ц_{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 «АТС» 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* [172];

Ц_{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;*

Ц_{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 «АТС» 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* [172];

Ц_{ПС5} – предельный уровень стоимости содержания сети;

$\Pi_{\text{ПНН5}}$ – 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 $\Pi_{\text{РСВНБ}} \geq 0$, указанная ставка применяется в сторону увеличения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам. В случае если $\Pi_{\text{РСВНБ}} < 0$, то указанная ставка применяется в сторону уменьшения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам.

$\Pi_{\text{ПННБ}} = |\Pi_{\text{РСВНБ}}|$ – 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 «АТС» 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 [172], руб./МВт·ч;

$\Pi_{\text{ПБР5}}$ – 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 $\Pi_{\text{БР.НЕБАЛАНС}} \geq 0$, указанная ставка применяется в сторону увеличения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам. В случае если $\Pi_{\text{БР.НЕБАЛАНС}}$, указанная став-

ка 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 «АТС» 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 [172], 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 «АТС» 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 [172], руб./МВт.

6. Расчет тарифа для шестой ценовой категории (6 ЦК)

Тариф для 6 ЦК подобен расчету тарифа для 4 ЦК (тариф на услуги передачи электроэнергии, является двухставочным: отдельно – на стоимость технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, и отдельно – на содержание электрических сетей, также учитывается, что тариф на поставляемую электроэнергию является не постоянной, а планируемой для потребителя величиной:

$$\mathcal{C}_{\text{ПН6}} = \mathcal{C}_{\text{СРСВ}} + \mathcal{C}_{\text{СЕТ}} + \mathcal{C}_{\text{ИП}} + \mathcal{C}_{\text{СН}} \quad (4.16)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНП6}} = \mathcal{C}_{\text{СВОПЧ}} \quad (4.17)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНС6}} = \mathcal{C}_{\text{СВОСЧ}} \quad (4.18)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПС6}} = \mathcal{C}_{\text{СТС}} \quad (4.19)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНН6}} = \left| \mathcal{C}_{\text{РСВНБ}} \right| \quad (4.20)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПБР6}} = \left| \mathcal{C}_{\text{БРНБ}} \right| \quad (4.21)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНМ6}} = \left| \mathcal{C}_{\text{СНМ}} \right| \quad (4.22)$$

Все приведенные величины в формуле (4.16) уже пояснены ранее в настоящем разделе. При выборе ценовой категории учитываются следующие требования и правила [189].

ЦК назначается по группе точек поставки (ГТП) в границах балансовой принадлежности энергопринимающего устройства потребителя (совокупности энергопринимающих устройств потребителя, имеющих между собой электрические связи через объекты электросетевого хозяйства, принадлежащего потребителю). Применяемые в практике ГП АО БГЭС ценовые категории представлены в таблице 4.4.

По декларируемым правилам АО «АТС» «потребителям, предоставляется широкий выбор варианта цены» [189, 236]. Однако на практике все обстоит гораздо сложнее. Потребитель (особенно для напряжения более 670 кВт), может минимизировать цену, только изменив режим потребления, не исключая собственной генерации. Для этого теперь необходимо:

- планировать целевые режимы потребителям, использующим максимальную мощность менее 670 кВт, необходимо контролировать расчеты ГП, особенно для применения ЦК2-ЦК6, и тем более необходимо это делать потребителям, чья максимальная мощность свыше 670 кВт;

- совершенствовать почасовой технический учет и регулярный мониторинг, для стабилизации процесса потребления: фиксировать фактическое потребление электроэнергии в «дорогие и дешевые часы», чтобы не переплачивать за резервирование мощности;

- совершенствовать договорную работу и отчетность об объемах заказываемой мощности – раз в год; ежедневно или раз в месяц отмечать почасовое потреб-

ление электроэнергии, в зависимости от ЦК на очередной месяц – ежемесячно, если потребитель будет менять ценовую категорию.

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 «Барнаулский Водоканал»

В рамках 2020 г. ООО «Барнаулский Водоканал» приобретал электроэнергию и мощность у АО «Барнаулская горэлектросеть» по первой (1 ЦК) и третьей (3 ЦК) ценовым категориям.

Тарифы на электроэнергию по 1 ЦК определялись:

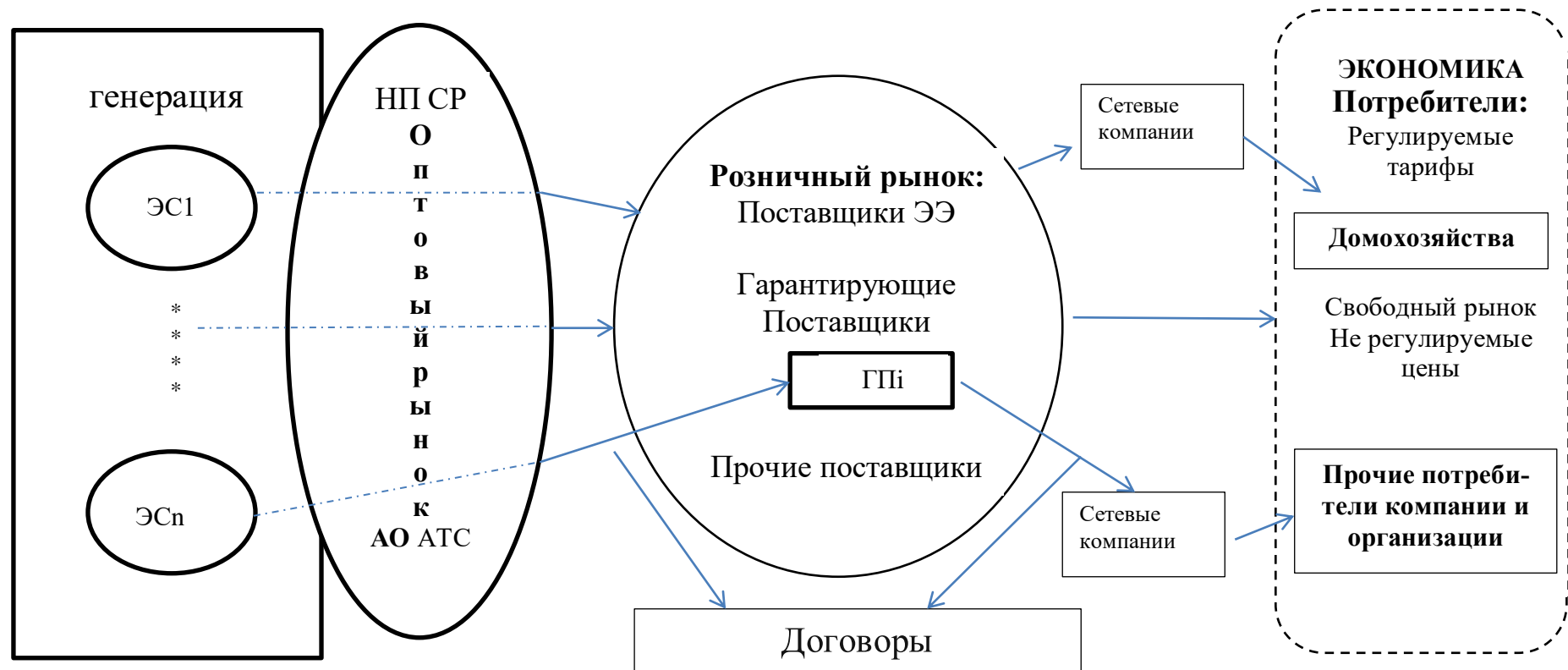
1) В соответствии с «Решением Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589» [184];

2) По сбытовой надбавке ГП в соответствии «Решением Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 584» [184].

4.2. Моделирование взаимодействия участников электроэнергетического рынка

В главе 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 (конку-

рентное 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 рисунке 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. 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.



$ЭС 1...ЭСn$ – 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

На рисунке 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, рисунок 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.

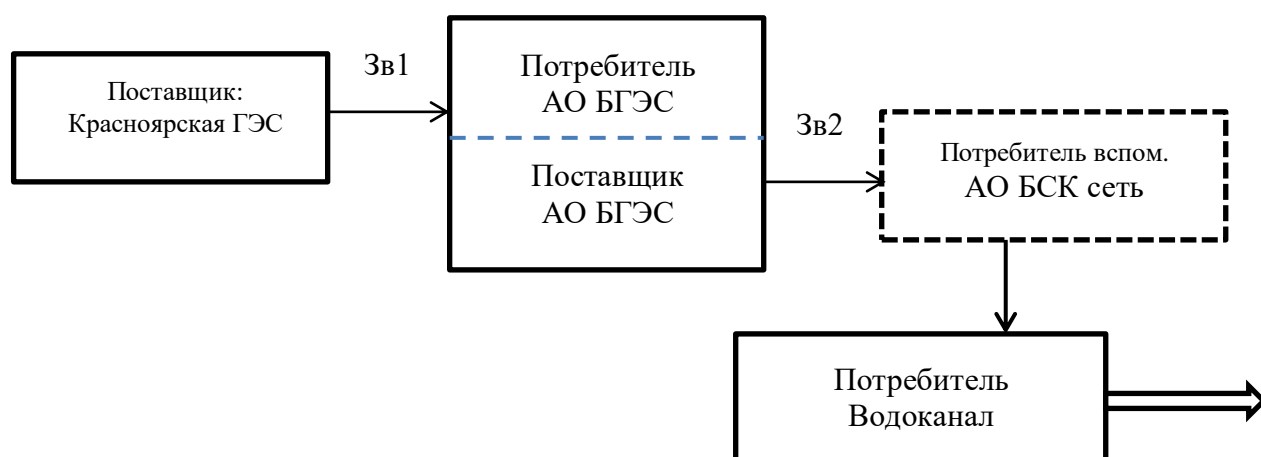


Рис. 4.2. Звенья взаимодействия электроэнергетики и экономики

В процессе моделирования этот аспект можно реализовать путем 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 таблице 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 рисунку 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 поставщика, в частности: цена продаж потребителя зависит от цены продукции поставщика и от объема и качества поставки

$$\Pi_1 = \Pi_1(C_1, X_1). \quad (4.31)$$

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 информа-

ционной модели (см. табл. 4.5). Данные в строках 6, 7, 15 и 16 взяты из отчетных данных АО «БГЭС» (прил. 8).

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·ч	0,7442
5	CZ_1	Постоянные затраты поставщика	тыс. руб.	292 414
6	X_1	Объем продукции поставщика	кВт·ч	1 550 000 000
7	C_1	Цена продукции поставщика	руб./кВт·ч	0,826
8	$X0_1$	Точка безубыточности поставщика	кВт·ч	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·ч	(0, 826 $K_1+2,52$)
14	CS_1	Постоянные затраты потребителя	руб.	176 858 000
15	Y_1	Объем продукции потребителя	кВт·ч	1 550 000 000
16	Π_1	Цена продукции потребителя	руб.	3,94
17	$Y0_1$	Точка безубыточности потребителя	кВт·ч	552 000 000
18	Fm_1	Маржинальная прибыль на единицу продукции потребителя	руб./кВт·ч	0,318

*Сформирована на основании [234, 242, 245, 246, 255, 262] и приложения 8.

В основу показателей (строки 4 и 5) таблицы 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) таблицы 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. [170].

Коэффициенты повышения цены K_1 и K_2 (см. табл. 4.5, строка 13 и табл. 4.6, строка 13) рассчитывается как отношение текущего показателя к базовой, т.е.

$$K_1 = ss_{1i} / ss_{1i-1}; K_2 = ss_{2j} / ss_{2j-1}.$$

Переменные затраты потребителя в этом звене ГП БГЭС, строка 13 таблицы 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·ч	3,7
5	CZ_2	Постоянные затраты поставщика	руб.	2 332 913,30
6	X_2	Объем продукции поставщика	кВт·ч	19 731 444
7	C_2	Цена продукции поставщика	руб.	3,94
8	$X0_2$	Точка безубыточности поставщика	кВт·ч	3 566 024
9	Pm_2	Маржинальная прибыль на единицу продукции поставщика	руб./кВт·ч 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	Π_2	Цена продукции потребителя	руб.	17,4
17	$Y0_2$	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 таблице 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» (табл. 4.5 и 4.6) взяты из приложений 4, 5, 6, 7, 8 и материалов 3 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 ГП АО БГЭС относим: прибыль F_1 ; переменные затраты ss_1 и постоянные затраты CS_1 ; точку безубыточности Y_{01} ; цену C_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_{02} ; цена C_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).

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.

	Базовая Модель первого звена взаимодействия	
	$V1 = 0,826 X1$	(4.33)
	$Z1 = 0,7442 X1 + 292\,414$	(4.34)
	$P1 = = 0,082 X1 - 292\,414$	(4.35)
	$X1o1 = 292\,414 / 0,082 = 3\,566\,024$	
	$W1 = 3,67 Y1$	(4.36)
	$S1 = 3,352 Y1 + 176\,858\,000$	(4.37)
	$F1 = 0,318 Y1 - 176\,858\,000$	(4.38)
	$Yo1 = 176\,858\,000 / 0,318 = 552\,000\,000$	(4.39)
	Базовая модель второго звена взаимодействия.	
	$V2 = 17,4X2$	(4.40)
	$Z2 = 13,011X2 + 415194000$	(4.41)
	$F1 = 0,318 X2 - 176\,858\,000$	(4.42)
	$X2o1 = 176\,858\,000 / 0,318 = 552\,000\,000$	(4.43)
	$W2 = 3,67 Y1$	(4.44)
	$S1 = 3,352 Y1 + 176\,858\,000$	(4.45)
	$F1 = 0,318 Y1 - 176\,858\,000$	(4.46)
	$Yo1 = 176\,858\,000 / 0,318 = 552\,000\,000$	(4.47)

В этом контексте, учитывая линейность основных соотношений модели, сформируем план эксперимента для модели (4.33)–(4.47) также 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 двойкий 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 «Барнаульская Горэлектросеть». Для оптимистического варианта все наоборот, параметры моделирования будут более благоприятны для потребителя и более жесткие для поставщика.

Описание пессимистического варианта. Параметры поставки с оптового рынка не меняем, так как 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.

**План эксперимента моделирования взаимодействия
(исходные параметры моделирования)**

№ п/п	Варианты	Параметры ОРЭМ	Параметры БГЭС – по- требитель	Параметры БГЭС – по- ставщик	Потребитель АО «Росводо- канал»
1	2	3	4	5	6
Базовый вариант					
1	Цена поставки, руб./кВт·ч (руб./м³)	0,826	0,826	3,94	17,4
	Переменные затра- ты, руб./кВт·ч	0,7442	0	3,7	13,011
	Объем поставки, Квт	1550 000 000	1 550 000 000	19 731 444	91 227 000
	Постоянные затра- ты, руб.	292414	176858 000	2332913,3	415194000
	Оборот. средства руб.	1 155 290 000	5372036000	75255267	5372036000
Пессимистический вариант					
2	Цена поставки руб., КВт·час (руб./м³)	0,826	0,826	4,98	17,4
	Переменные затра- ты, руб./кВт·ч	0,7442	0	3,90	14,01
	Объем поставки, Квт, м³	1550 000 000	1550000 000	19 731 444	91 227 000
	Постоянные затра- ты, руб.	292414	5372036000	2332913,3	456713000
	Оборот. средства, руб.	1 155 290 000	5372036000	75255267	7 657 000 000
75255267				5 372 036 000	
Оптимистический вариант					
3	Цена поставки руб./ кВт·ч (руб./м³)	0,826	0	4.44	18,1
	Переменные затра- ты, руб./кВт·ч	0,7442	1550000 000	3,7	13,51
	Объем поставки, Квт, м³	1550 000 000	176858 000	19 731 444	91 227 000
	Постоянные затра- ты, руб.	292414	5372036000	2332913,3	415194000
	Оборот. средства, руб.	1 155 290 000		75255267	266987002

Поэтому сосредоточимся на изменениях параметров поставки в звене ГП БГЭС – АО «Росводоканал». Опираясь на анализ практических данных (см. глава 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·ч (см. табл. 4.6, строки 5 и 6). В таблице 4.8 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 таблице 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 таблице 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 По- ставщик	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 рисунке 4.3 показана динамика сближения себестоимости и объема продаж путем увеличения цены у потребителя.

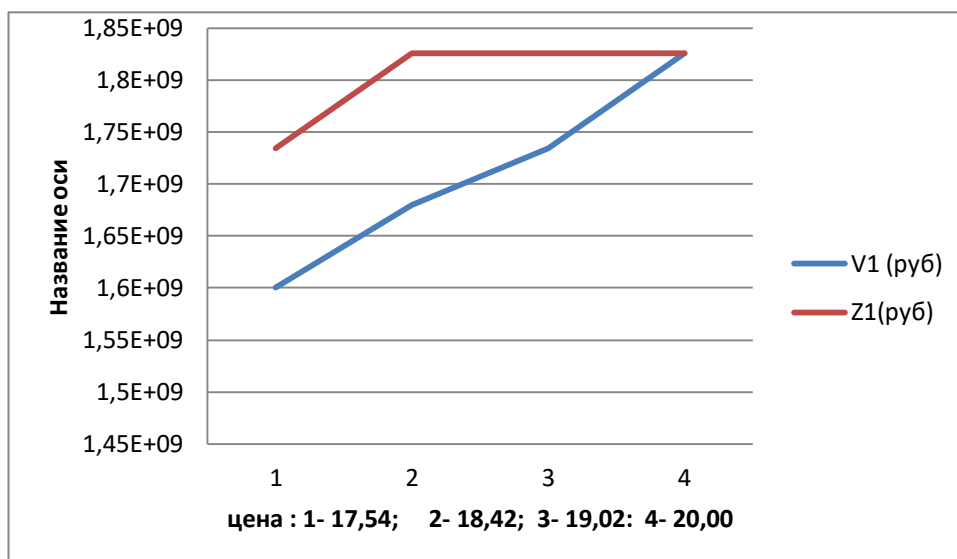


Рис. 4.3. Реакция экономики потребителя на изменение цены поставки
(V1 – объем продаж АО «Росводоканал» – потребитель,
Z1 – Общие затраты АО «Росводоканал»)

Из рисунка 4.3 следует, как сближаются кривые продаж и затрат при повышении цены продукции потребителя, а также видна достаточно сильная прямая зависимость экономических параметров поставщика и потребителя, в частности, такая зависимость характеризуется крутизной кривых на рисунке 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 согласованно и скоординированно, поэтому повышение тарифа компенсируется повышением цены товара потребителя. На самом деле размер энерготарифа, включая стоимость мощности, определяется сложными правилами организа-

ции оптового и розничного рынков: конкурентный отбор, ценовые зоны, специфические агенты, некоммерческие партнерства, администраторы торговой сети, финансовые центры, система ограничений, регулируемые и нерегулируемые 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 постреструктуриционном 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. параграфы 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 показал, что дробление системы на множество компаний и продажа акций юридическим и физическим лицам привело к появлению не-

скольких ступеней или звеньев поставок от генерации до потребления электроэнергии. Как известно, отношения поставщик – потребитель между юридическими лицами сопровождается транзакционными издержками [138, 139, 240], 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). В таблице 4.11 показаны исходные параметры моделирования, когда БГЭС устанавливает нерегулируемую 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	18,52

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.

Видно, что при такой цене Водоканал терпит убыток в сумме 89 068 190,00 руб. На рисунке 4.4 показана динамика показателей потребителя в зависимости от цены поставщика.

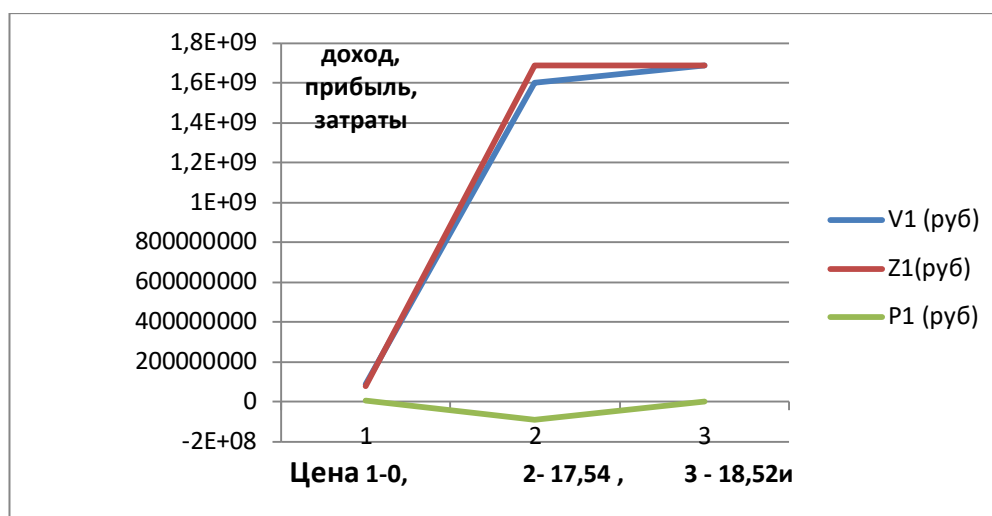


Рис. 4.4. Реакция экономики потребителя на повышение цены поставки - оптимистический вариант по цене поставщика.

В таблице 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, м³)	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 по-

требителя не изменяются. Цена продукции потребителя последовательно снижается для проверки чувствительности снижения прибыли потребителя от снижения его отпускной цены. Как следует из таблицы 4.12 и рисунка 4.5, даже небольшое снижение цены поставки существенно улучшает динамику экономических показателей потребителя: объем продаж – V_1 , затрат – Z_1 и прибыли P_1 .

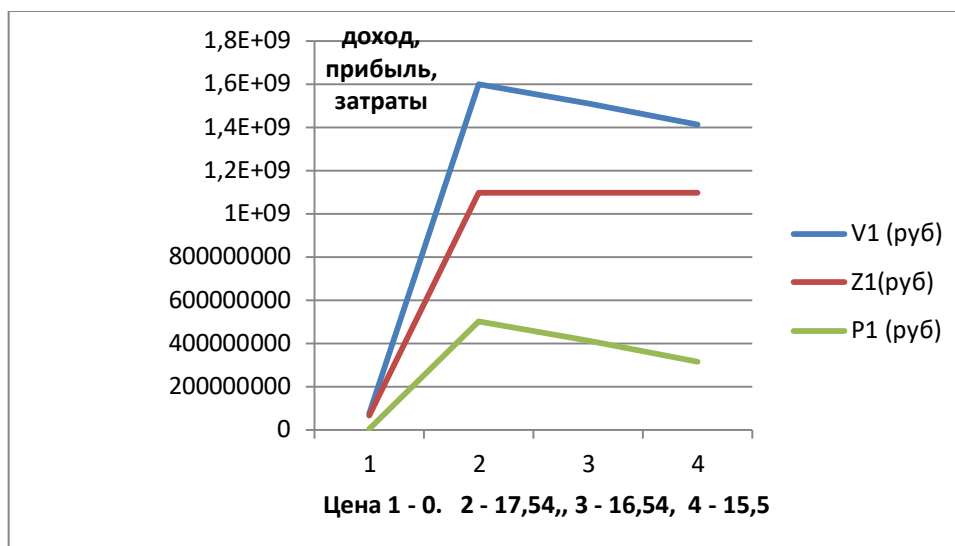


Рис. 4.5. Реакция экономики потребителя на повышение цены поставки - оптимистический вариант, компромиссные цены

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, взаимодействие 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. Плещинского, включающей в себя ряд параметров, которые отражают взаимодействие 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). Источниками данных таблицы 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.

Таблица 4.13

Исходные данные MRTС для поставщика – ГП АО БГЭС
и потребителя – АО Барнаульский водоканал

№	Обозначения факторных переменных	Численные значения БГЭС	Численные значения Водоканал
1	2	3	4
1	Валовая прибыль d , руб.	90000,00	85000,00
2	Налог на прибыль, $0 < k < 1$	0,20	0,20
3	НДС, $0 < n < 1$	0,200	0,20
4	Процент доплаты по трансферту (q)	$0 \leq q \leq 0,3$	$1 \leq q \leq 0,3$
5	Рентабельность активов (e)	0,10	0,11
6	Объем поставки по договору (O), руб.	232022,00	232022,00
7	Величина трансферта (H), руб.	$0 < H < O$	$0 < H < O$
8	Ставка банковского кредита (p)	0,12	0,12
9	Собственные оборотные активы (Φ), руб.	131197	238824

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. Ни 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 таблице 4.13, строка 5.

5. Объем поставляемой электроэнергии по договору O , руб. Определен по отчетным данным, приложения 7 и 8.

6. Трансферт (H , руб.), задается планом эксперимента, определяется как первоначально не оплачиваемый объем электроэнергии. Параметр H будет показан ниже при моделировании.

7. Плата за кредит p определена по отчетным данным компаний.

8. Оборотные фонды Φ 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 коммерческим кредитованием 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. Сумма трансферта H рассчитывается путем введения промежуточного коэффициента «доли неоплачиваемой продукции» – γ , по формуле:

$$H = \gamma O \quad (4.48)$$

Для всех вариантов γ расчеты представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14

Задание исходных данных 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 коэффициента неоплачиваемой продукции γ), рассчитаем объем неоплачиваемой продукции и трансфертную цену. Учитывая, что $O = 232022,0$ тыс. руб., а процент неоплачиваемой электроэнергии для первого варианта $\gamma_1 = 30\%$, следовательно, объем неоплачиваемой электроэнергии (трансферт) $\gamma_1 = 0,3$ $O = 232022,0 * 0,3 = 69606,600$ тыс. руб., а трансфертная цена $H_1 = O - b_1 = 232022,000 - 69606,600 = 162416,0$ тыс. руб.

2) Для варианта 2: $\gamma_2 = 40\%$. Тогда $b_2 = 232022,000 * 0,4 = 92808,800$ тыс. руб., а трансфертная цена $O - b_2 = 232022,000 - 92808,800 = 139,214$ тыс. руб.

3) Вариант 3: $\gamma_3 = 50\%$, $b_3 = 232022,00 * 0,5 = 116011,000$ тыс. руб., трансфертная цена $b_3 = 232022,000 - 116011,00 = 116011,00$ тыс. руб.

4) Вариант 4: $\gamma_4 = 60\%$, $b_4 = 232022,00 \cdot 0,6 = 139213,200$ тыс. руб., трансфертная цена получается $232022,00 - 139213,200 = 92808,800$ тыс. руб. Для каждого варианта ставка трансферта содержится в таблице 4.14.

Далее таблицы 4.13 и 4.14 служат для расчета изменения ОФ для БГЭС – поставщика и Водоканала – потребителя при трансфертном взаимодействии. При условии $q_i > 0$, т.е. трансферт существует между контрагентами, то он влияет на величину ОФ, как у ГП – БГЭС, так и у Водоканала (для поставщика необходимо увеличение ОФ, для потребителя – уменьшение). Величина ОФ БГЭС – Ф определяется на основе рентабельности ОФ по продажам. Для обеих компаний такая рентабельность рассчитана и приведена в таблице 4.14, столбцы 4 и 5. Затем, зная величину трансферта N_i , можем рассчитать увеличение объема ОФ для БГЭС формуле: $\Phi_i = \Phi + g_1 \cdot N_i$.

Изменение Φ_b у Водоканала определяем по формуле $\Phi_b = \Phi_b + (O - g_2 \cdot N)$, g_2 – таблица 4.14, столбец 5. Значение оборотных активов в условиях трансферта для ГП приведены в таблице 4.15, столбцы 2 и 3, а для потребителя – Водоканала – в этой же таблице, в столбцах 4 и 5.

Определим итоговую прибыль БГЭС с учетом альтернативных издержек по четырем вариантам N с использованием модели (4.49) и (табл. 4.15) по γ (табл. 4.16) для каждого варианта по формуле:

$$f_i(q, N, \Phi) = d(\lambda) + (1-r)(1-e)(q-e)N + (p(1-n)-e)\Phi = \quad (4.49)$$

$$0,8 \cdot 0,1 \cdot (q - 0,1) \cdot 69606,6 + (0,1 \cdot 0,8 - 0,1) \cdot 142682,029 =$$

$$= 0,8(0,1 - (0,8q)) \cdot 69606,6 + (0,1 \cdot 0,8 - 0,1) \cdot 238824$$

Все параметры и переменные выражения (4.49) описаны в настоящем параграфе и таблице 4.13. Исходные данные для расчета по этой модели взяты из таблиц 4.13, 4.14, 4.15. Результаты моделирования с использованием (4.49)–(4.50) представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.15

Корректировка оборотных активов ГП и Водоканала
при поставке электроэнергии с учетом трансферта, тыс. руб.

Величина части неоплачиваемой про- дукции γ	Данные БГЭС		Данные Водоканала	
	Трансферт $H = O * \gamma$	Φ	Трансферт $H = O * \gamma$	Φb
1	2	3	4	5
0,3	69606,6	142682,029	69606,6	323279,242
0,4	92808,8	146510,392	92808,8	320262,956
0,5	116011,0	150338,755	116011,0	317246,67
0,6	139213,2	154167,118	139213,2	314230,384

Аналогичный расчет прибыли для потребителя – Водоканала производится по модели, выражение (4.50):

$$fj(q, Hb, \Phi b) = db(\lambda b) + (1-r)(p-(1-n)q)Hb + (p(1-n)-e)\Phi b \quad (4.50)$$

Таблица 4.16

Расчетная прибыль БГЭС в условиях трансфертных цен, тыс. руб.

Величина части 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

Данные для расчета по этой модели также взяты из таблиц 4.13, 4.14, 4.15. Итоговые расчеты моделирования представлены в таблице 4.17.

Как утверждают авторы работ [113, 139], механизм трансфертного взаимодействия выгоден для юридически самостоятельных участников, в условиях уве-

личения чистой прибыли как у поставщика, так и у потребителя, или, по крайней мере не уменьшения прибыли поставщика и потребителя при применении этого механизма. Однако этот механизм, а точнее, модель механизма трансфертных цен – выражения (4.49) и (4.50) – можно использовать для анализа методов снижения транзакционных затрат в звеньях взаимодействующих партнеров.

Таблица 4.17

Расчетная прибыль Водоканала при трансфертной поставке электроэнергии, тыс. руб.

Величина части неоплачиваемой продукции γ	Трансферт (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 главах были убедительно показаны издержки трансформации отрасли, которые обусловлены постоянным ростом тарифов на поставляемую электроэнергию и мощность. Существенным вкладом в этот рост являются как раз транзакционные 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.

Эффект трансфертного взаимодействия, как оптимизированное взаимодействие ГП – БГЭС и потребителя Водоканала, полученный в результате моделиро-

вания на концептуальной основе, предложенной в настоящей диссертации, измеряется увеличением чистой прибыли БГЭС и Водоканала только на основе трансфертных цен, на тех же начальных условиях договора по ценам РРЭЭ без изменения начальных условий 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 таблицы 4.16, получаем: $f = 89429,27$ (табл. 4.16); $d = 90000$ (табл. 4.13). Процент неоплачиваемой продукции $\gamma = 0,3$, $q = 0,1$.

$$\Delta f = f - d = 89429,27 - 90000 = -570,73$$

Таблица 4.18

Прирост прибыли БГЭС при поставке электроэнергии Водоканалу по трансфертной цене, тыс. руб.

Величина части неоплачиваемой продукции γ	Трансферт (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 таблиц 4.13, 4.17. $\gamma = 0,3$, $q_b = 0,1$, $db = 85000$.

$$\Delta fb = fb - db =$$

$$89346,50 - 85000 = 4346,50 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета эффектов у БГЭС и Водоканала приведены в таблице 4.19. Для определения оптимальной ставки трансферта q_0 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 H (доли неоплачива-

емой продукции) и Φ (необходимых для трансферта оборотных активов). Все остальные параметры выражения (4.51) известны и содержатся в таблице 4.13.

Таблица 4.19

Прирост прибыли Водоканала при покупке электроэнергии по трансфертной цене, 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

$$(1-r)(1-e)(q-e)H + (p(1-n)-e)\Phi = (1-r)(p-(1-n)q)Hb + (p(1-n)-e)\Phi b = \quad (4.51)$$

$$= (1-0,2)(1-0,1)(q-0,1)69606,6 + (0,12(1-0,8)-0,1) 89429,27 = (1-0,2)(0,12-(1-0,2)q) 69606,6 + ((0,12)(0,8)-0,1)89346,50.$$

Для $\gamma = 0,3$ заменим буквы на их цифровые значения в выражении (4.51). Найденное в результате решения уравнения значение $q_i = q_{oi} = 0,15$, и $\Delta f = 2032,5$ для обоих участников.

Таблица 4.20

Добавленная расчетная прибыль у БГЭС и Водоканала при $\gamma = 30\%$, тыс. руб.

№	участники	Оптимальное решение $q = 0,15$	Ставка трансферта (q)			
			0,11	0,15	0,25	0,3
1	$\Delta f_{\text{БГЭС}}$	2032,5	-570,73	1684,53	6946,78	9452,62
2	$\Delta f_{\text{Водоканал}}$	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. 4.6).

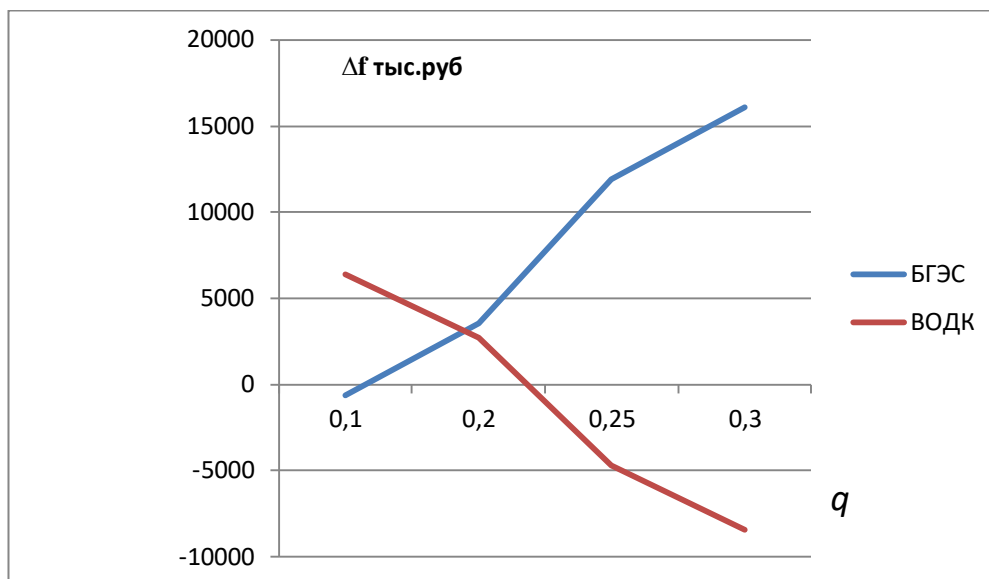


Рис. 4.6. Соотношение приростов чистой прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 30\%$

Найдем оптимальное решение при $q = 40\%$ Δf для БГЭС и Водоканала, результаты отразим в таблице 4.21.

Таблица 4.21
Равновесная модельная 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

График взаимодействия прироста чистых прибылей Δf БГЭС и Водоканала от трансферта q при трансфертной поставке электроэнергии при $\gamma = 40\%$ покажем на рисунке 4.7.

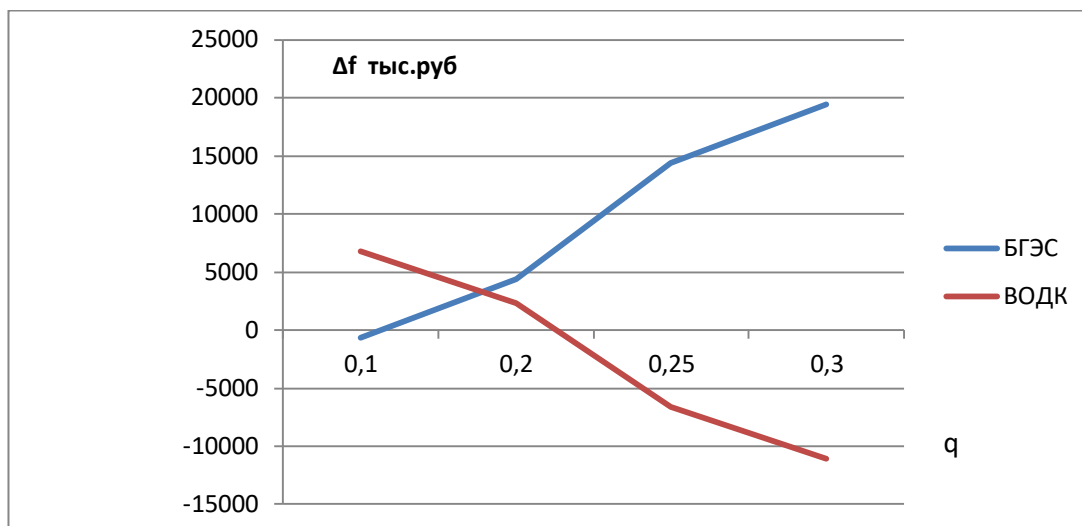


Рис. 4.7. Взаимодействие дополнительной прибыли БГЭС и Водоканала при $q = 40\%$

Рассчитаем дополнительную прибыль Δf БГЭС и Водоканала при $q = 50\%$ и сформируем таблицу 4.22.

Таблица 4.22

Равновесная модельная 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	$\Delta f_{\text{БГЭС}}$	2379,23	601,36	3575,04	11927,8	16104,23
2	$\Delta f_{\text{Водоканал}}$	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 рисунке 4.8.

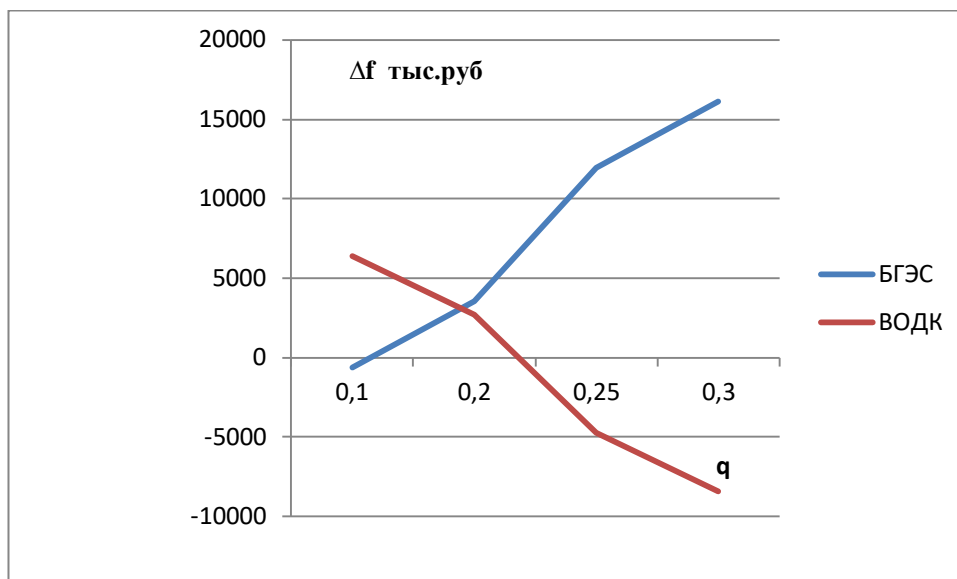


Рис. 4.8. Взаимодействие дополнительной прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 50\%$

Проведем последние расчеты по определению БГЭС и Водоканала при $\gamma = 60\%$ (отражено в таблице 4.23).

Таблица 4.23
Равновесная модельная прибыль у БГЭС и Водоканала при $\gamma = 60\%$, тыс. руб.

№	Участники	Оптимальное решение 0,132	Ставка трансферта (q)			
			0,11	0,15	0,25	0,3
1	$\Delta f_{\text{БГЭС}}$	2552,6	-616,67	4395,01	14418,36	19430,03
2	$\Delta f_{\text{Водоканал}}$	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 рисунке 4.9.

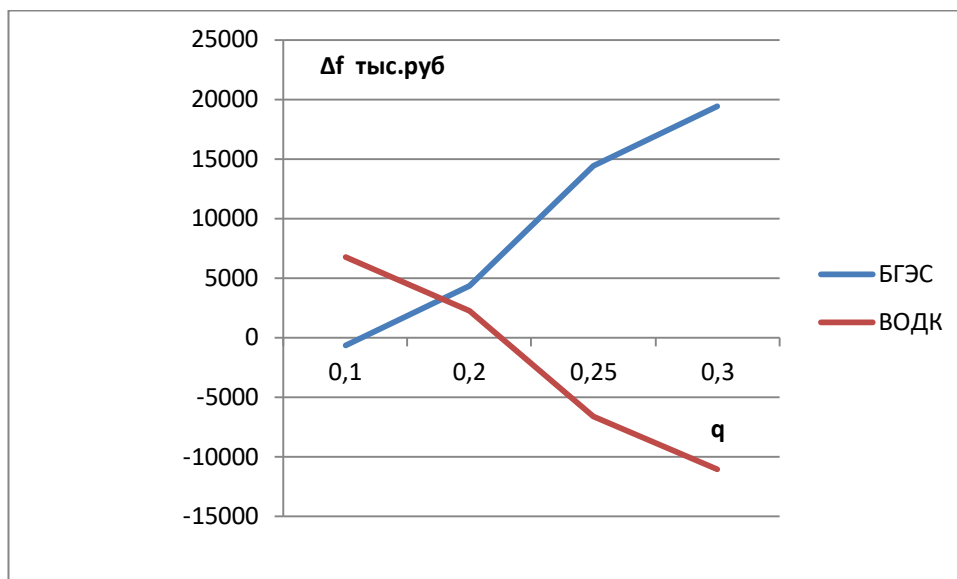


Рис. 4.9. Взаимодействие дополнительной прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 60\%$

Принятие решения. С учетом анализа результатов моделирования прироста чистой прибыли по каждому из 4 вариантов плана эксперимента (табл. 4.20, 4.21, 4.22, 4.23) формируем общую итоговую таблицу 4.24 оптимальных параметров и значений переменных по ставке трансферта. По данным таблицы 4.24 видим, что максимальная дополнительная равновесная прибыль равна 2 198 тыс. руб. и достигается при четвертом варианте с параметрами $\gamma = 60\%$ от суммы поставки и ставка трансферта $q = 0,1747$.

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 $\gamma = 60$			

Как следует из результатов моделирования, при правильно выстроенных механизмах взаимодействия, в нашем случае – поставке электроэнергии ГП, конечному потребителю можно добиваться положительных результатов как в целом по экономическим критериям, так и отдельно по цене поставки электроэнергии. Дополнительная прибыль позволяет существенно снизить затраты участников, что неизбежно отразится на конечных ценах, что и было показано при моделировании взаимодействий в данном разделе.

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 необоснованные 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. Опреде-

лены все участники, основные звенья вертикальных взаимодействий, осуществлена постановка задачи и сформирована информационная база моделирования.

4. Расчеты на основе модели «затраты – продажи» являются 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 транзакционных затрат в звеньях взаимодействующих партнеров. Существенным вкладом в этот рост являются как раз транзакционные 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 электроэнергетики» не показала положительных результатов за более чем 25 лет существования и «продолжает обременять экономику постоянно растущими тарифами и ущербами от системных аварий» [94, с. 209]. По мнению многих специалистов, придерживающихся таких же оценок, экономическое руководство осознает императив поиска более эффективной модели организации отрасли, но часто эти идеи тонут в инерции рутинной работы. 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]; отсутствие региональной конкуренции генерации, непрозрачность ценообразования [93, 217]; перекрестное субсидирование цен одних потребителей другими потребителями путем неоправданного повышения тарифов [120]; не рыночный, принудительный характер для прочих потребителей механизма оплаты потенциальных генерирующих электро-

станций 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 диссертационном исследовании, тем не менее, считаем, что данный подход следует дополнить изучением сущностного аспекта роста тарифов. Как показали наши исследования (см. предыдущие главы), работ, посвященных анализу экономических при-

чин роста цен и тарифов, достаточно мало. Поэтому при разработке практических рекомендаций 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. табл. 5.1).

Таблица 5.1

Структурно-логическая модель механизма ценообразования на электроэнергию для прочих потребителей

№ п/п	Организационно-технологический этап	Структурные элементы этапа	Характер влияния на затраты	Обозначения элементов затрат
1	Генерация	Электростанции	Издержки генерации	S_g
			прибыль	P_g
2	ОРЭМ	Генерация	Цена генерации I	C_g
		Генерация – ОРЭМ	Трансакционные платежи	$НДС1$
		НП «Совет рынка»	Инфраструктурные платежи	$Si1$
		АТС	Инфраструктурные платежи	$Si2$
3	Розничный рынок	Гарантирующий поставщик	Цена ОРЭМ	C_o
		Объединенное диспетчерское управление (ОДУ)	Инфраструктурные платежи	$Si3$
	Нерегулируемые тарифы	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 ОРЭМ		$Ц_{сн1}$
		тариф на передачу электрической энергии		$Ц_{сет}$
		инфраструктурные платежи (оплата услуг: ЦФР, АТС и др.)		$Ц_{ип}$
		сбытовая надбавка гарантирующего поставщика электроэнергии		$Ц_{сн}$

Анализируя структурно-логическую модель, видим, что по цепочке фиксации в договоре стоимость поставки электричества от генерации до потребителя на каждом этапе обрastaет 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 $C_{\text{ПН1}}$ – нерегулируемая цена на электроэнергию, предельный уровень, см. выражение (4.1). Большинство из этих составляющих суть следствие нерациональной 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 источников 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 «Коммерсант», 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 г. 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 главе подробно описаны эти взаимодействия и на основе реальных данных ГП БГЭС проведены модельные расчеты разных вариантов, которые показали высокую чувстви-

тельность 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 рисунке 5.1.

Несмотря на принципиальное отличие электроэнергии как товара и товара в обычном понимании, представленная процедура отражает практическую суть ценообразования на ОРЭМ и розничном рынке.

Себестоимость + прибыль + акциз + НДС	+Оптовая наценка	+Розничная наценка
→		
Отпускная цена предприятия		
→		
Оптовая цена		
→		
Розничная цена		

Рис. 5.1. 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 рисунке 5.2 изменение цены при движении товара от производителя к потребителю.

производитель		посредник		продавец	
затраты	доход	затраты	доход	затраты	доход
Отпускная цена предприятия		Оптовая наценка		Розничная наценка	
Оптовая цена посредника					
Розничная цена					

Рис. 5.2. 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 таблице 5.1, где 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. Таким образом, 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 шumpетирианской ренты – дополнительной прибыли, превышающую среднеотраслевую прибыль. Для отрасли электроэнергетики здесь главенствующую роль играют технологиче-

ские 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 ни 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, чтобы 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. главы 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 бременем 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-поставщиком мы понимаем компанию, которая генерирует электро-

энергию 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 рисунку 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 рассматриваются, 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 непродуманно и нерационально. В этом случае схему поставок можно представить, как показано на рисунке 5.3, причем к такой организационной форме призывают специалисты энергетики, подчеркивая особый характер товара – электричество [154].

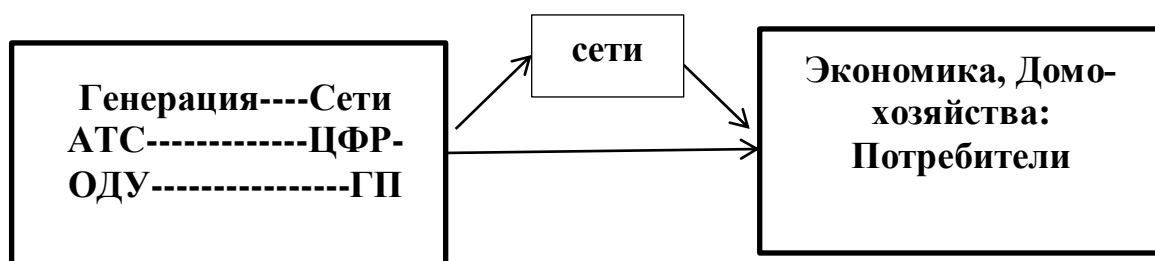


Рис. 5.3. Трансформация схемы поставки электроэнергии путем вертикальной интеграции

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, 278], 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. 5.3), обусловленная снижением не только транзакционных издержек, но также 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 таблицы 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 таблице 4.5 строки 10–12 и строки 22–24 (см. табл. 5.2). 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.

Таблица 5.2

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·ч	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·ч	0,826
8	$X0_1$	Точка безубыточности поставщика	кВт·ч	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-генерация, 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·ч	(0, 826 $K_1+1,5$)
17	CS_1	Постоянные затраты	руб.	176 858 000
18	Y_1	Объем продукции	кВт·ч	1 550 000 000
19	Π_1	Цена продукции	руб./кВт·ч	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 (гл. 3).

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 таблицы 3.6 и приложения 12, цена электроэнергии с 2005 по 2020 г. неуклонно возрастала, причем с превышением инфляции, при снижении объема потребления

электроэнергии [119]. При этом в Алтайском крае вместо одной электроэнергетической компании, как показано в параграфе 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 отражена в самой формуле расчета цены (см. главу 4 настоящей диссертации, соотношения (4.1)–(4.15)). Гарантирующий поставщик в объединенной 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 г. и после окончания реформ 2016 г. устанавливаем общие соотношения сокращения или увеличения производственных затрат электроэнергетических компаний (см. табл. 5.3). Учитывая уровень потенциального сокращения затрат, представленных в таблице 5.3, можем с полным основанием предположить, что цены у конечного потребителя электроэнергии могут сократиться, также оценочно, на 15–25%.

Таблица 5.3

Прогноз снижения затрат при интеграционных преобразованиях
поставки электроэнергии**

Номер п/п	Форма трансформации	Уменьшение издержек	Оценка уровня снижения (процент)
1	Объединение генерации и ОРЭМ	Инфраструктурных	1–2,5
		НДС по инфраструктурным платежам	5–7
2	Сокращение численности административного персо- нала	Управленческие затраты	6–9
3	Трансакционные издержки	Согласование договоров	1–1,5
		Судебные издержки	0,5–1
4	Повышение координации и управления	Согласование инвестиционных, стратеги- ческих и инновационных решений	7–10
5		Итого (оценочно)	20–30

** Разработана автором.

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,

$$Zz^k = zz_1(1 - ks1) = 0,7442*(1-0,15) = 0,633 \text{ руб/кВт} \quad (5.2)$$

Постоянные затраты:

$$Cz^k = Cz1(1 - ks2) = 292414*(1-0,2) = 233931,2 \text{ руб.} \quad (5.3)$$

Выражения (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 трансакционных 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:

$$X_1 = Y_1 = 1\,550\,000\,000 \text{ КВт}\cdot\text{час},$$

а также объема прибыли гарантирующего поставщика $F = 313\,189$ тыс. руб.

Для выполнения этих условий необходимо определить цену поставки:

$$C_1 = (S_1 + F_1)/Y_1 = 2,29 \text{ руб.} \quad (5.7)$$

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. 5.4).

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

$$Y_1 = 1\,550\,000\,000 \text{ КВт}\cdot\text{час},$$

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, $F_1 = 313\,189$ руб., поскольку эта прибыль становится основной для объединенной компании.

Таблица 5.4

Результаты моделирования поставки электроэнергии
интегрированным поставщиком

№ п/п		Наименование идентификаторов переменных и параметров		Значение
Система электростанций (генерация)				
Параметры и переменные	Единица измерения	Начальные зна- чения	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
$S1$	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
Π_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

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 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. 5.4) 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. 5.4), т.е. экономические параметры не претерпели изменений, однако отпускная цена для потребителя $Ц_1 = 2,29 \text{ руб./Квт·час}$, что существенно ниже исходной цены равной $3,94 \text{ руб./Квт·час}$, 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. 5.4, 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. Дополни-

тельная 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 настоящей главы, 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 необходимым 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, загрузка мощностей нашей энергосистемы не превышает 60% (см. табл. 5.6). 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 таблице 5.5 – Дивидендные платежи электроэнергетических компаний собственнику – Российской Федерации. Из таблицы следует, 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 также 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 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 В., 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, с. 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 ни аргументировали и ни 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, что 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, с. 23]. Мы в предыдущих главах показали, что в отрасли электроэнергетики есть резервы снижения затрат на поставку электроэнергии, а следовательно, и снижения цен. Как было показано в третьей главе 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 мы сформировали концепцию 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 5.5

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 «РусГидро»	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 Ре- гион» (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 «Янтарь-энерго»	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-aksionerov/ (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_aksionerov/#tab1-452 (дата обращения: 12.12.2021).
8. Дивиденды [Электронный ресурс] // ПАО «Россети Кубань – 2021. <https://rosseti-kuban.ru/aksioneram-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-sobraniy-aksionerov/> (дата обращения: 12.12.2021).

Таблица 5.6

Объединенная энергосистема ЕЭС России на 01.01.2020: Структура установленной мощности электростанций**

ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ	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 таблица 5.6, 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» [256] и приложения 13 покажем (рис. 5.4) данные по стоимости продаж электроэнергии и мощности за 2020 и 2019 гг.

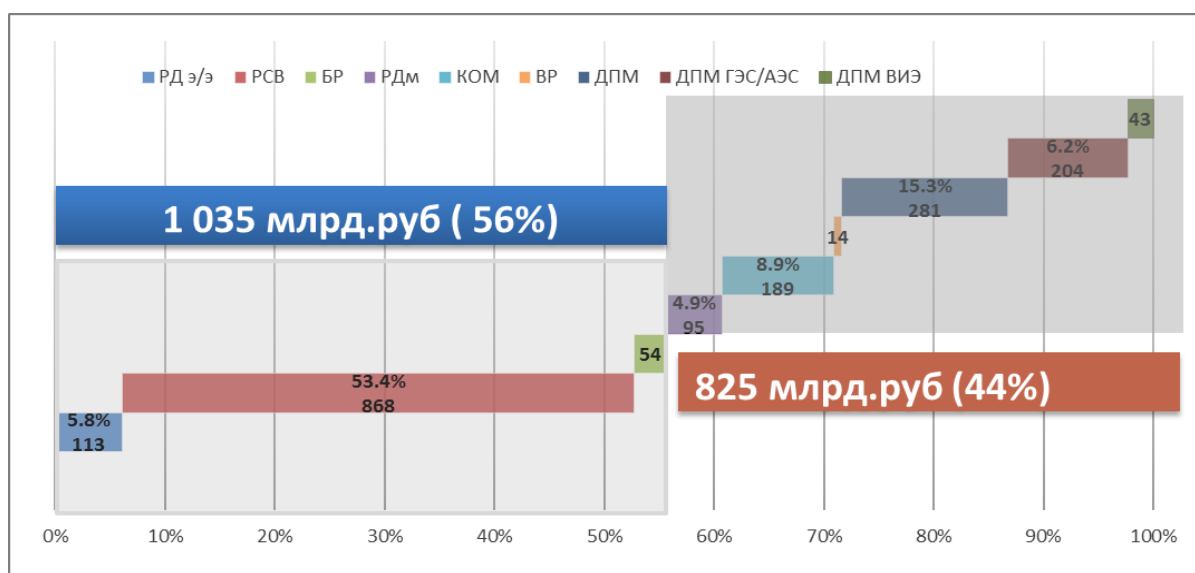


Рис. 5.4. Основные стоимостные показатели оптового рынка в 2020 году (рис. НП «Совет рынка» [256] и приложение 13)

Масштабы и соотношение собственно объема продаж электроэнергии и стоимости мощности впечатляют. Как нам представляется, вопрос соотношения этих величин, 53,4% (см. рис. 5.4), 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 стро-

ительства 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.» [256], (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, чтобы 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 концентрированно содержится в цене, в том числе и средства на развитие и конкурентоспособность компании. То есть 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 рыночная 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 или 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» [254] 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». Каза-

лось 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 рисунку 5.4. 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 по-

требителям 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. 5.6) 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). Электростанции подают АТС заявки, указывая свою мощность ежемесячно и предлагают, желаемую для себя плату за МВт мощности. Предельное ограничение цены на мощность устанавливается Правительством РФ, Федеральной антимонопольной службой (ФАС). До начала 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-й ценовой зоне и 10% – во 2-й), а ценовая заявка, цена которой является предшествующей перед «дорогими» заявками, становится ценой «срезки» [197]. Таким образом, це-

на КОМ – это *максимальная цена из заявок, оставшихся в списке*. Мощность оплачивается станциям с «дорогими» заявками по последней заявке, не вошедшей в список дорогих, т.е. оплачивается по цене заявки участника рынка. Таким образом, «цена КОМ – это цена мощности всех остальных генерирующих станций, в том числе подавших заявку с ценой покупки, на предстоящий год» (приложение 16). Станциям, заключившим прямые договоры на поставку мощности», мощность оплачивается по цене договора. Плата мощности станциям, за вынужденный режим, 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, никак 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 неэффективного ценообразования, не устранены многие проблемы в механизме платы за мощность (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 [239].

При этом не получившие оплату за мощность попадают многие ТЭЦ, 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 будут 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: «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, с. 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 это не решает принципиальных проблем роста затрат потребителей. Как показала практика, проектные риски по строительству новых ЭЭС полностью ложатся на потребителей, как следствие, на экономику ложатся дополнительные издержки, что неминуемо приводит к потере конкурентоспособности промышленных отраслей.

Международный опыт организации рынков мощности. В каждой стране модель энергетического рынка уникальна, самое важное, что теоретически обоснованного и практически проверенного стандарта в оплате мощности просто нет.

«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], «концепции оплаты мощности не привязаны к какой-либо определенной модели рынка электроэнергии».

В разных странах системы оплаты мощности логически эволюционно складывались 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, обусловлена неоптимальной оплатой амортизированных мощностей и должна быть трансформирована [7, 41, 94].

Также 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 электроэнергетические системы, учитывая процесс создания финансовых источников инвестирования строительства новых электроэнергетических 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 предлагают пересмотреть действующие правила ОРЭМ и РРЭЭ. «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 «Едиственный 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 5.5 показана динамика роста цен как для населения (регулируемые цены), так и для прочих потребителей (не регулируемые цены). Рисунок отражает информацию таблицы 5.7 и более наглядно демонстрирует рост цен в постреформационный период деятельности электроэнергетики.

Таблица 5.7

Ретроспектива динамики цен и поставок электроэнергии в Алтайском крае
(построена по данным Алтайкрайстата)

Годы наблюдений	Среднегодовая цена ээ для прочих потребителей, руб./1000 кВт·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 рисунке 5.6 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 следует из рисунка 5.6 и таблицы 5.7, 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.

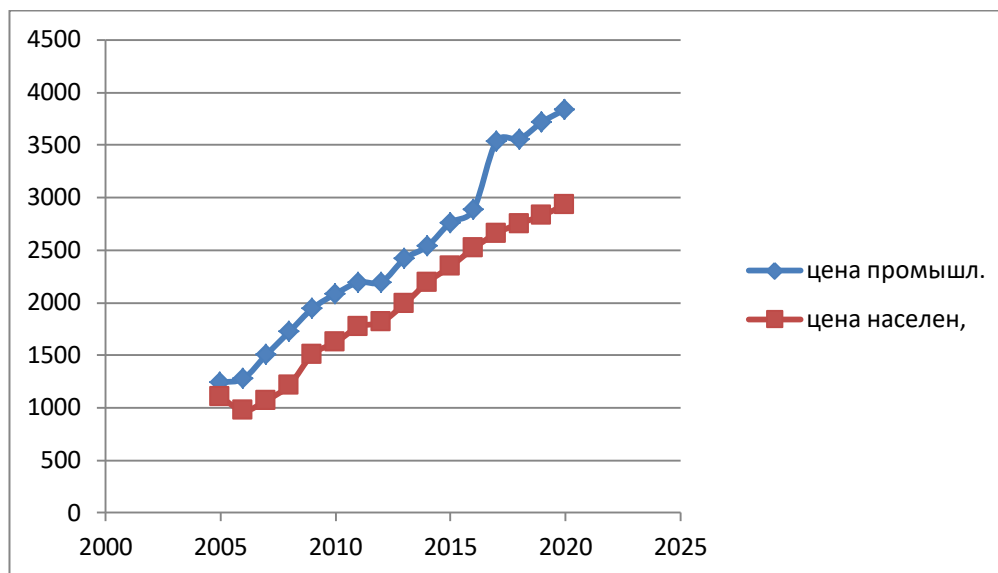


Рис. 5.5. Динамика роста цен на электроэнергию в Алтайском крае

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. В начале этого же периода в Алтайском крае резко увеличилось число электроэнергетических компаний (табл. 5.7), так, в 2005 г. их было 67; в 2006 – 175; в 2007 – 245, и далее их количество не становилось менее 207 компаний.

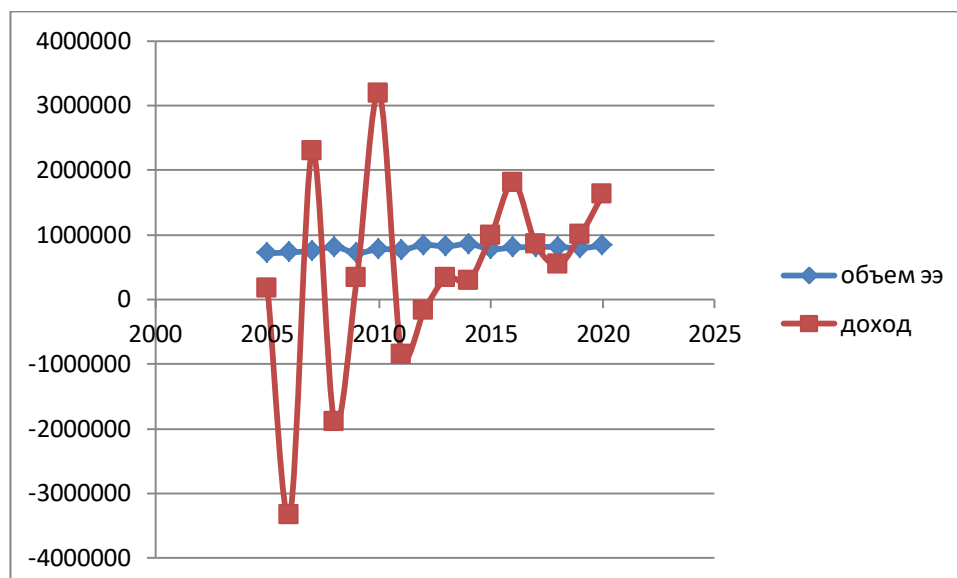


Рис. 5.6. Динамика потребления электроэнергии и сальдированный финансовый результат деятельности электроэнергетических компаний

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.

Все это необходимо для системного эффекта наивысшего показателя проявления организационной целостности. 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 следующее:

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 рисунке 5.3. Трансформация электроэнергетики на предлагаемой основе позволит сократить трансакционные 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-м 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 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 премий и прочих преференций. 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 электроэнер-

гии 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 и 4 разделах настоящей диссертации. Виды тарифов, одноставочный, двуставочный тариф, ценовые категории, которых всего 6, РСВ, БР, КОМ, КОММОД, регулируемые цены, нерегулируемые 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 потребляемой 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 настоящей главе, интерес к высокой норме прибыли имеют не только частные собственники, но и государство, что было показано нами на примере таблицы 5.5, 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), вид-

но, 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 на это 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. 5.7) 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.

Первое – 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 одномоментно отказаться или провести быстрые организационные преобразования, однако в экономическом плане это можно будет сделать таким образом, как это представлено на рисунке 5.7.

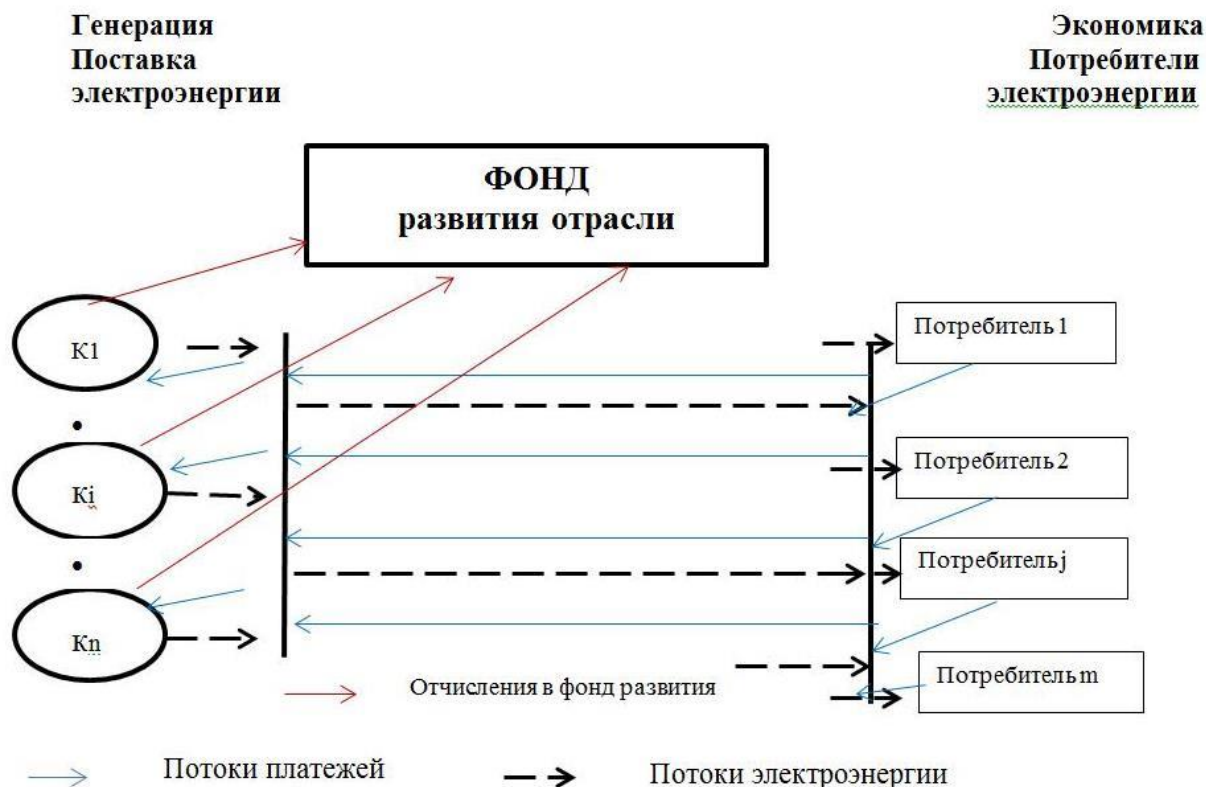


Рис. 5.7. Схема формирования фонда развития электроэнергетики (K_i – энергокомпании; потребитель j – предприятия и организации)

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 $D - ПТ(t+\Delta) - ?$, здесь ПТ – 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 рекомендуемом нами подходе (см. рис. 5.5) 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. 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.

Выводы по пятой главе

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 данной главе была поставлена задача поиска сущностного содержания роста тарифов. Поэтому в рамках практических рекомендаций 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 по-

строена структурно-логическая модель поставки электроэнергии от генерации до конечного потребителя.

3. Было подтверждено теоретическое обоснование цены 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-поставщиком 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. Показано на моделях, как будет меняться цена электроэнергии при движении от генерации до потребителя при устранении экономически необоснованных издержек. Интеграция, обусловленная снижением не только транзакционных издержек, но также 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 на 15–25%, по экспериментально просчитанной на модели оценке, 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. Также должен быть усовершенствован механизм КОМ, а до внедрения новых правил, исключая 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 транзакционные 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. 5.7) 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. Применяя 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 завершение 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, установили, 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 модель взаимодействия содержит серьезные дефекты: когда взаимодействующие компании не имеют возможности самостоятельно устанавливать цены и фактически потеряли рычаги управления экономикой и инвестированием воспроизводства.

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 нерегулируемые 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 основных 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», «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. Разработан комплекс рекомендаций по результатам, полученным в настоящей диссертации, для внедрения в практику электроэнергетической отрасли, в частности, в Алтайском крае были приняты к практическому использованию методы инструментального анализа взаимодействия субъектов рынка электроэнергии; алгоритм планирования на основе структурно-логической модели процесса поставки электроэнергии, позволяющей снижать транзакционные и инфраструктурные издержки, влияющие на цены и тарифы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аганбегян А. В преддверии структурных реформ и социально-экономического роста: куда идти? (размышления над книгой «Новое интегральное общество») // ЭКО. – № 1. – 2017. – С. 72–93.
2. Аганбегян А. О неотложных мерах по возобновлению социально-экономического роста // Проблемы прогнозирования. – № 1. – 2019. – С. 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. – 2016. – № 6 (256). – 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. URL: [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. URL: <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. Богомолова 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 // 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 государственного регулирования 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., Лисов С.В., Лунькин А.Н. К эффективному управлению развитием минерально-сырьевого комплекса России: проблемы недропользования // 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. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/60707> (дата обращения: 27.03. 2021)

33. Гальперова Е.В. Анализ долгосрочных тенденций потребления энерго-ресурсов домохозяйствами // Проблемы прогнозирования. – 2019. – № 2. – С. 51–62.

34. Генш Т.Р. Энергетическая составляющая современной экономики // РИСК: Ресурсы, Информация, Снабжение, Конкуренция. – 2012. – № 4. – С. 347–350.

35. Героева А. Перегрузке российской энергетики помогут системообразующие компании https://www.vedomosti.ru/ecology/science_and_technology/articles/2022/04/07/917020-perezagruzke-rossiiskoi-energetiki-pomogut-sistemoobrazuyushchie-kompanii?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop&utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2Fnews%2Fsearch%3Ftext%3D (дата обращения: 12.04.2022).

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. В.В. Бушуева, А.М. Мастепанова. – М.: VIAL Communications, 2009. – 374 с.

41. «ГОЭЛПРО-2» А. Чубайса – крах единой энергосистемы страны (часть 2 из 2). URL: <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 // Экономические науки. – 2007. – № 1. – С. 29–35.

48. Денисов К.И. Современное состояние и проблемы развития топливно-энергетического комплекса России // 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 // 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. – С. 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. URL: 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. – С. 3–9.

57. Ивантер В.В., Клепач А.Н., Кувалдин Д.Б., Широ́в 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., Широ́в А.А., Шокин И.Н. Основы структурно-инвестиционной политики в современных российских условиях // Вестник Финансового университета. – № 1. – 2017. – С. 6–16.
59. Инновационная электроэнергетика – 21 / под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. – М.: Энергия, 2017. – 594 с.
60. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики / под ред. А.А. Макарова, Ф.В. Веселова. – М.: ИНЭИ РАН, 2018. – 184 с.
61. Карпович А.И., Чернов С.С. Управление стоимостью бизнеса энерго-сбытовой компании / А.И. Карпович, С.С. Чернов // Приоритетные научные направления и критические технологии: Сборник материалов I-й Международной научно-практической конференции / Под общ. ред. С.С. Чернова. – Новосибирск: Издательство ЦРНС. – 2017. – С. 108-115
62. Карпович А.И., Литвинцева Г.П. Характеристики устойчивости экономической системы и их взаимосвязь / А.И. Карпович, Г.П. Литвинцева // Вестник НГУЭУ. – 2018. – №1. – С. 49-56.
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. Квасов И.А. К проблемам энергообеспечения ЖКХ: инвестиционно-управленческие аспекты // Экономика и предпринимательство №8, 2021 с. 830-835

67. КНР: экономика регионов / отв. ред. А.В. Островский; сост. П.Б. Каменнов; Институт Дальнего Востока РАН. М.: 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». – 2012. – Том 25 (64). – № 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. – М.: Наука, 2003. – 318 с.
72. Кондратьев В.Б. Корпоративный сектор и государство в стратегии глобальной конкурентоспособности // Мировая экономика и международные отношения. – 2009. – № 3. – С. 24–31.
73. Кондратьев В. Минерально-сырьевые ресурсы как фактор экономического роста и глобальной конкурентоспособности // Горная промышленность. – 2014. – № 1 (113). – С. 6–11.
74. Кондратьев В. Тенденции изменения глобального ресурсного ландшафта // 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 // Энергетическая политика. – 2018. – № 6. – С. 98–108.
79. Копеин В.В., Костина Т.М., Шурчанова И.И. Современные вопросы методологии энергетической и финансовой безопасности региона минерально-сырьевого кластера // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2020. – № 3-1. – С. 72-82.
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 // Интеграл. – 2011. – № 5 (61). – С. 16–22.
85. Крепков Р. Б. Пороговые значения устойчивости развития предприятия топливно-энергетического комплекса // 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 / подг. 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. – 2018. – № 1 (51). – Январь. – С. 5–8. URL: [http // www.energsovet.r](http://www.energsovet.r) (дата обращения: 20.01.2022).

91. Кудров В.М. Экономика России: сущность и видимость // Мировая экономика и международные отношения, №2, 2009. С. 39-48.

92. Кулешов В.В. Новая стратегия экономического развития Сибири // ЭКО. – 2005. – № 9. – С. 2–14.

93. Кутовой Г.П. Нужна новая парадигма (или архитектура) экономических отношений в электроэнергетике // Энергетик. – 2016. – № 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. Кутовой Г.П. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ // Энергосовет. – 2018. – № 1 (51). – Январь. – С. 26–30. URL: [http // www.energsovet.r](http://www.energsovet.r) (дата обращения: 20.01.2022).

96. 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.

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 (SCANER) // 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.: 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. URL: <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. – 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. – Барнаул: Изд-во ААЭП, 2012. – 216 с.
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. URL: <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. URL: <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 / Официальный интернет-портал правовой информации. URL: 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. – 2008. – № 9. – С. 31–39.

123. Оптовые цены на электроэнергию в РФ в 2020 году выросли до максимума. URL: <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., Якубов Т.В. Эффективность функционирования и управления топливно-энергетическим комплексом с позиции обеспечения устойчивого развития // 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.– 54 с.

127. Осьмаков В., Калинин А. О стратегии развития промышленности России// Вопросы экономики. – 2017. – № 5. – С. 45–59.

128. Отток капитала из России: Статистика по годам 1994-2018. URL: http://fincan.ru/articles/28_ottok-kapitala-iz-rossii-ctatistika-po-godam/

129. Официальный сайт Главное управление Алтайского края по труду и социальной защите. URL: <http://www.trud22.ru/>.

130. Отчет об итогах социально-экономического развития Алтайского края в 2015 году / Администрация Алтайского края: офиц. сайт. Барнаул, 2016. URL: 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. URL: <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. Плаkitкин Ю.А., Плаkitкина Л.С. Энергия и прогнозы мирового развития: тенденции и закономерности: в 2 ч. М.: 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., Узиков 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). 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». URL: <https://base.garant.ru /71515458/94ae5cbc8380b22e112057ec1861454a/>. (дата обращения: 27.03.2021).
144. Понять и принять – СССР и Госплан – всё / А. Преснов, Т. Иванова. URL: <https://www.aepresnow.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». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146773/ (дата обращения: 02.02.2021).

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». URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71811462/> (дата обращения: 02.02.2021).

147. Постановление Правительства РФ от 31.10.2018 № 1288 «Об организации проектной деятельности в Правительстве Российской Федерации». URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71993040/> (дата обращения: 02.02.2021).

148. Приказ Министерства экономического развития РФ от 26.12.2012 № 817 «Об утверждении Методических указаний по разработке и реализации государственных программ Российской Федерации». URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70198158/> (дата обращения: 02.03.2021).

149. Прогноз Минэкономразвития по росту промпроизводства на 2019 год может не сбыться. Не беда, МЭР подготовит новый. URL: <https://www.vestifinance.ru/articles/130073> (дата обращения: 02.03.2021).

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. – М., 2019. – 210 с.

151. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России до 2035 года. М., 2016. URL: https://minenergo.gov.ru/node/6365Prognoz_NTR_v_otraslyah_TEK_podpis.pdf (дата обращения: 02.03.2021).

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. – М., 2019. – 286 с. URL: <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. Расчет нерегулируемой цены / АО «Барнаульская 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. URL: <http://government.ru/docs/32366/> (дата обращения: 27.03.2021).
159. Распоряжение Правительства РФ от 17.11.2008 № 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»)). URL: 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». – URL: <http://government.ru/orders/selection/404/32628/> (дата обращения: 02.03.2021).
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: 02.03.2021).

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 планирования 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. Сулов; 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». URL: <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. – 2001. – № 4. – С. 108–139.
175. Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года. URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/ekonomicheskie_obzory/ (дата обращения: 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: 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). URL: <http://akstat.gks.ru> (дата обращения: 2.03. 2021)

182. Уильямсон О.И. Экономические институты капитализма: фирмы, рынки, «отношенческая» контрактация. – СПб.: Лениздат, CEV Press? 1996. – 702 с.
183. Уильямсон О.И. Исследования стратегий фирм: возможности концепции механизмов управления и концепции компетенций // Российский журнал менеджмента. – 2003. – Том 1. – № 2. – С. 79–114.
184. Управление Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов <https://tarif.alregn.ru/contacts/> (дата обращения: 02.03.2021).
185. Федеральный закон «Об иностранных инвестициях». URL: <https://base.garant.ru/198991/> (дата обращения: 30.03. 2021).
186. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ (последняя редакция). URL: 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). – 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? // Уроки организации бизнеса / под ред. А.А. Демина, В.С. Каткало. – 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. М.: 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. URL: <https://marketelectro.ru/content/elektroenergetika-sibiri-kratkiy-obzor-sostoyaniya-i-perspektivy-razvitiya/> (дата обращения: 02.03.2021).

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). URL: <http://akstat.gks.ru> (дата обращения: 02.03.2021).

197. ЭСС Электрические сети в Системе информационно-консалтинговая группа. URL: <https://electricalnet.ru/blog/rynok-moschnosti-v-elektroenergetike-rossii-statya-1>. (дата обращения: 20.01.2022).

198. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ. URL: [/www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=688](http://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. URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/1026/119047> (дата обращения: 02.03.2021).

200. Энергоинформационный фактор - основа повышения эффективности в электроэнергетике и цифровой экономике страны / Финансы автотранспортной и дорожной отраслей в условиях цифровизации экономики : монография / кол. авторов ; под ред. И.В. Политковской. Т.А. Шпилькиной, М.А. Жидковой, И.А. Квасова. — Москва: РУСАЙНС, 2020. — 244 с, с.42-60.

201. URL: https://kapital-rus.ru/articles/article/iz_rossii_vyveli_bolee_800_mlrd_dollarov_za_chetvert_veka/ (дата обращения: 30.03.2021).
202. URL: <https://expert.ru/dossier/rating/expert-400/> (дата обращения: 27.02.2021).
203. Ященко А.В. Государственное регулирование деятельности естественных монополий и его эффективность в условиях реформирования энергетики России // Материалы II Международной научно-практической конференции «Дни науки – 2006». Том 3. – Экономические науки. – Днепропетровск: Наука і освіта, 2006. – С. 52–56.
204. Ященко А.В. История формирования региональной коммунальной энергокомпании в условиях поэтапного реформирования энергетики: монография. – Барнаул: Изд-во ААЭП, 2012. – 128 с.
205. 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.
206. Ященко А.В. Управление развитием энергосистемы региона в условиях реформирования энергетики России (на примере Краснодарского края) // Российское предпринимательство. – 2006. – Сентябрь. – С. 30–36.
207. 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: 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.
208. Ященко А.В., Писарев В.А. Зарубежный опыт реформирования механизмов регулирования и управления энергетическими компаниями // Научное творчество молодежи: материалы X Всероссийской научно-практической конфе-

ренции (21–22 апреля 2006 г.). – Ч. 2. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2006. – С. 38–40.

209. 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.

210. Ященко А.В. Региональный подход в реструктуризации энергетики: коммунальный аспект // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2012. – № 3. – С. 88–90.

211. Ященко А.В. История формирования региональной коммунальной энергокомпании в условиях поэтапного реформирования энергетики. – Барнаул: Изд-во ААЭП, 2012. – 128 с.

212. Ященко А.В. Методические подходы к формированию системы мониторинга социально-экономических процессов в регионе // Экономические науки. – 2012. – С. 120–124.

213. Ященко А.В. Алгоритм проектирования социально-экономического развития региона // Вопросы экономики и права. – 2012. – С. 100–104.

214. Ященко А.В. Экономика России: объективные трудности или субъективные просчеты управления // Менеджмент в России и за рубежом. – 2021. – № 4. – С. 14–22.

215. Ященко А.В. Экономика России: чего не хватает для развития отраслей и предприятий // Экономика Профессия Бизнес. – 2021. – № 2. – С. 125–133.

216. Ященко А.В. Что мешает реализации программ развития Сибири? / С.И. Межов, А.В. Ященко // Менеджмент и бизнес-администрирование. – 2021. – № 2. – С. 16–25.

217. Ященко А.В. Развитие электроэнергетики в аспекте совершенствования взаимодействия с экономикой // Теоретические и практические аспекты развития современной науки: теория, методология, практика: сборник научных ста-

тей по материалам V международной научно-практической конференции (15 июня 2021 г., г. Уфа). – Уфа: Вестник науки, 2021. – С. 70–84.

218. Яценко А.В. Что мешает появлению компромиссной модели взаимодействия электроэнергетики и экономики? // Экономика устойчивого развития. – 2021. – № 3. – С. 150–156.

219. Яценко А.В. Организация поставок электроэнергии и мощности: опыт и практика реформ отдельного региона // Менеджмент и бизнес-администрирование. – 2021. – № 3. – С. 92–104.

220. Яценко А.В. Гарантирующий поставщик: идейный замысел или реакция на концептуальные ошибки реформирования электроэнергетики / С.И. Межов, А.В. Яценко // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2021. – № 9. – Том 2 (117). – Сентябрь. – С. 4–14.

221. Яценко А.В. Программный комплекс по оценке и управлению рисками выхода из строя электрических сетей / Д.А. Боярков, Б.С. Компанеец, А.В. Яценко // Автоматизация в промышленности. – 2021. – № 11. – С. 4–8.

222. Яценко А.В. Оптовый рынок электроэнергии и мощности как результат реформирования РАО ЕЭС (на примере Алтайского края) // Экономика Профессия Бизнес. – 2021. – № 4. – С. 118–125.

223. Яценко А.В. Организационные инновации в решении проблемы ценообразования при взаимодействии экономики и электроэнергетики / И.С. Межов, А.В. Яценко // Инновационные научные исследования. – 2022. – № 1–3 (15). – С. 143–154. URL: <https://ip-journal.ru/>

224. Яценко А.В. Цена на электроэнергию как фактор эффективности экономики // Мировые научные исследования: пути совершенствования, разработки и практические внедрения: материалы XVI Международной научно-практической конференции (31 января 2022г.): в 2 ч. Ч. 2. – Ростов-на-Дону: Изд-во Южного университета ИУБиП, 2022. – С. 136–144.

225. Яценко А.В. Алгоритм риск-ориентированного управления техническим состоянием электрических сетей / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // Автоматизация в промышленности. – 2022. – № 1. – С. 56–60.

226. Ященко А.В. Влияние структурных и транзакционных издержек на механизм ценообразования при взаимодействии экономики и электроэнергетики // Экономика и предпринимательство. – 2021. – № 11. – С. 1314–1318.

227. Ященко А.В. К вопросу о факторах снижения нерегулируемой цены на электроэнергию // Экономика и предпринимательство. – 2022. – № 1. – С. 967–969.

228. Ященко А.В., Казымов И.М., Компанец Б.С. Взаимодействие субъектов рынка электрической энергии в условиях индивидуальной генерации // Актуальные научные исследования: сборник статей IV Международной научно-практической конференции. – Пенза: Наука и просвещение, 2022. – С. 159–162.

229. Ященко А.В. Анализ основных направлений инвестиционной деятельности в электроэнергетике России / А.В. Ященко, Д.А. Боярков // Дискуссии в области гуманитарных, естественно-научных аспектов современности: материалы XXXV Всероссийской научно-практической конференции: в 2 ч. – Ч. 1. – Ростов-на-Дону, 2022. – С. 481–484.

230. Ященко А.В. Анализ уровня современного технического состояния основных фондов электроэнергетики России / А.В. Ященко, Д.А. Боярков // Дискуссии в области гуманитарных, естественно-научных аспектов современности: материалы XXXV Всероссийской научно-практической конференции: в 2 ч. – Ч. 1. – Ростов-на-Дону, 2022. – С. 485–488.

231. Ященко А.В. Современные направления оптимизации затрат гарантирующего поставщика на оптовом рынке электроэнергии и мощности / А.В. Ященко, А.О. Меновщикова, И.М. Казымов, Б.С. Компанец // Современная экономика: актуальные вопросы теории и практики: сборник статей II Международной научно-практической конференции. – Пенза, 2022. – С. 69–71.

232. Ященко А.В. Исследование отношения потребителей-юридических лиц к рыночным преобразованиям в электроэнергетике / А.В. Ященко, Д.А. Боярков // Современная экономика: актуальные вопросы теории и практики: сборник

статей II Международной научно практической конференции. – Пенза, 2022. – С. 106–109.

233. Ященко А.В. Гарантирующий поставщик электроэнергии: основные аспекты функционирования и пути повышения эффективности деятельности / А.В. Ященко, Д.А. Боярков // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. – 2022. – № 2. – С. 96–99.

234. Ященко А.В. Резервы снижения цен и тарифов на электроэнергию есть, нет мотивации? // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. – 2022. – № 2. – С. 100–105.

235. Ященко А.В. Взаимодействие субъектов оптового и розничного рынка электрической энергии и мощности в условиях энергодефицитного региона / А.В. Ященко, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Наука России – будущее страны: сборник статей Всероссийской научно-практической конференции. – Пенза, 2022. – С. 90–92.

236. Ященко А.В. Современный рынок электроэнергии и мощности как результат реформирования РАО «ЕЭС России» / А.В. Ященко, Д.А. Боярков // Финансовый бизнес. – 2022. – № 2. – С. 161–164.

237. Ященко А.В. Экономико-финансовая оценка целесообразности проведения мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций в электроэнергетике / А.В. Ященко, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Финансовый бизнес. – 2022. – № 2. – С. 165–169.

238. Ященко А.В. Разработка путей повышения эффективности гарантирующего поставщика на оптовом рынке электроэнергии в условиях региона с преобладанием предприятий АПК / А.В. Ященко, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Вестник НГИЭИ. – 2022. – № 2 (129). – С. 101–117.

239. Ященко А.В. Политика в области инвестирования в основные фонды электроэнергетики России: основные аспекты / А.В. Ященко, Д.А. Боярков // Перспективные научные исследования: опыт, проблемы и перспективы развития: сборник научных статей по материалам VII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 26–31.

240. Яценко А.В. Анализ механизма ценообразования на розничном рынке электроэнергии и мощности / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // Евразийское пространство: экономика, право, общество. – 2022. – №1. – С. 47–51.

241. Яценко А.В. Современный рынок электроэнергии и мощности как результат реформирования РАО «ЕЭС России» / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // Финансовый бизнес, 2022. – № 2 (224). – С. 161-164.

242. Яценко А.В. Формализация механизма ценообразования на электроэнергию для прочих потребителей розничного рынка// Вестник Кемеровского Государственного Университета: Политические, социологические и экономические науки", 2022. - № 1. – С. 127 – 134.

243. Яценко А.В. Оценка эффективности инвестиций в развитие электроэнергетики в условиях конъюнктуры оптового рынка электроэнергии и мощности / А.В. Яценко, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Вестник Алтайской академии экономики и права, 2022. – № 3-1. – С. 147-154.

244. Яценко А.В. Уровень состояния электроэнергетических активов в условиях постреформирования РАО «ЕЭС России» / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // Перспективные научные исследования: опыт, проблемы и перспективы развития: сборник научных статей по материалам VII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 20-25.

245. Яценко А.В. Функционирование рынка электроэнергии и мощности в условиях постреформирования электроэнергетики России / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // Перспективы развития науки в современном мире: сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 36-41.

246. Яценко А.В. Перспективы развития рынка электрической энергии и мощности в условиях экономической конъюнктуры / А.В. Яценко, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Перспективы развития науки в современном мире: сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции. –Уфа, 2022. – С. 42-46.

247. Яценко А.В. Оценка экономической эффективности инвестиций гарантирующего поставщика электроэнергии в развитие энергетики / А.В. Яценко, А.О. Меновщикова, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Технологические инновации и научные открытия. сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 10-15.

248. Яценко А.В. Пути снижения операционных затрат субъектов оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности / А.В. Яценко, А.О. Меновщикова, И.М. Казымов, Б.С. Компанеец // Fundamental science and technology: сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 21-25.

249. Яценко А.В. Анализ взаимодействия субъектов рынка электроэнергии при оценке возникающих экономических ущербов / А.В. Яценко, Б.С. Компанеец, И.М. Казымов // Век качества. - 2022. - № 1. - С. 194 - 209.

250. Яценко, А.В. Основные направления снижения тарифов на электроэнергию организационно-экономическими методами / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // Структурные преобразования экономики территорий: в поисках социального и экономического равновесия: сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 85-92.

251. Яценко А.В. Дивиденды электроэнергетических компаний как источник модернизации энергетической отрасли России / А.В. Яценко, Д.А. Боярков // ECONOMIC DEVELOPMENT IN THE TRANSITION TO A DIGITAL ECONOMY: сборник научных статей по материалам VIII Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2022. – С. 43-52.

252. Becker G.S. (1976). The Economic Approach to Human Behavior. Chicago: University of Chicago Press.

253. URL: <https://bsk22.ru/> Барнаульская Сетевая Компания (дата обращения: 20.05. 2021)

254. Energy Factor of Coal Mining Region Sustainable Development / E3S Web of Conferences 41, 04038 (2018) / V. Kopein, E. Filimonova, I. Kudryashova, K.

Demidenko: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184104038> (дата обращения: 20.05.2021).

255. Kryukov V.A. Studying the Economy of Siberia: Continuity and Integrity // Regional Research of Russia. – 2019. – Vol. 9. – Is. 2. – Pp. 107–117.

256. 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. – Pp. 397–404.

257. 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. – Pp. 345–353.

258. Красноярская ГЭС. URL: <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).

259. URL: <https://www.planet-kob.ru/articles/5540> (дата обращения: 20.05.2021).

260. URL: <http://static.government.ru/media/files/aaooFKSheDLiM99HEcyrygytfmGzrnAX.pdf> (концепция РФ до 2020) (дата обращения: 10.05. 2021)

261. Стратегия развития Сибири НП. URL: <http://old.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/bd09077d-0fe1-49c5-afe2-e6523919dbb6> (дата обращения: 18.05.2021).

262. Рейтинг иностранных компаний. URL: <http://www.forbes.ru/newsroom/biznes/400423-forbes-nazval-2000-krupneyshih-publichnyh-kompaniy-iz-nih-23-rossiyskie> (дата обращения: 10.05.2021).

263. URL: <https://karatu.ru/promyshlennost-sibiri/> (дата обращения: 20.05.2021).

264. URL: sibirskiy-federal-nyu-okrug.pdf (дата обращения: 10.05.2021).

265. НП «Совет рынка» www.nr-sr.ru (дата обращения: 11.06.2021).

266. Сайт оптового рынка компании АТС Администратор торговой системы. URL: <https://www.atsenergo.ru/> (дата обращения: 11.06.2021).

267. Рынок электроэнергии и мощности НП Совет рынка (некоммерческое партнерство). URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения: 15.06.2021).

268. Системный оператор единой энергетической системы, Технологическое обеспечение работы оптовых рынков правила оптового рынка. URL: <https://www.so-ups.ru/?id=5> (дата обращения: 15.06.2021).

269. АО Администратор торговой сети дочерняя компания НП Совет рынка. URL: <https://www.atsenergo.ru/ats/about/history> (дата обращения: 15.06.2021).

270. Регламент цен на электроэнергию НП Совет рынка. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/2014> (дата обращения: 15.06.2021).

271. Схема и программа «развития электроэнергетики Алтайского края» на 2015–2019. URL: http://alt-prom.ru/uploads/files/2019/11/sipr-2015–2019_1575076315.pdf годы (дата обращения: 15.06.2021).

272. URL: https://www.np-sr.ru/ru/SR_0V002004 (розничный рынок) (дата обращения: 15.06.2021).

273. URL: <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).

274. Федеральный информационный реестр гарантирующих поставщиков и зон их деятельности. URL: <https://fas.gov.ru/pages/activity/tariffregulation/federalnyij-informaczionnyij-reestr-garantiruyushhix-postavshhikov-i-zon-ix-deyatelnosti.html> (дата обращения: 15.06.2021).

275. URL: <https://marketelectro.ru/content/elektroenergetika-sibirskogo-federalnogo-okruga-vzglyad-skvoz-prizmu-sobytiy> (генерирующие компании СФО) (дата обращения: 15.06.2021).

276. URL: <https://www.so-ups.ru/> Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»). (дата обращения: 15.06.2021).

277. URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2224095450_ao-kholdingovaya-kompaniya-barnaulskiy-stankostroitelnyy-zavod (дата обращения: 15.06.2021).
278. URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2224152780_ao-barnaulskaya-teplosetevaya-kompaniya (дата обращения: 15.06.2021).
279. URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2446000322_ao-krasnoyarskaya-ges
280. АО «ЕвроСибЭнерго». URL: https://www.eurosib.ru/ru/http://fincan.ru/articles/28_ottok-kapitala-iz-rossii-ctatistika-po-godam/ (дата обращения: 15.06.2021).
281. URL: <https://www.rusprofile.ru/id/5756358>, Барнаульская ТЭЦ -3 (дата обращения: 15.06.2021).
282. ООО Росводоканал Барнаул. URL: <https://barnaul.rosvodokanal.ru/> (дата обращения: 15.06.2021).
283. URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2221064060_ooo-barnaulskiy-vodokanal (дата обращения: 15.06.2021).
284. Статья об оптовом рынке. URL: <https://en-mart.com/prosto-ob-optovom-rynke-elektroenergii/> (дата обращения: 6.07.2021).
285. URL: https://Барнаульская Горэлектросеть yandex.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).
286. URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2221008019_ao-barnaulskaya-gorelektroset (дата обращения: 15.06.2021).
287. 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). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_72255 (дата обращения: 15.06.2021).
288. Реестр естественных монополий. URL: <https://gozakaz.ru/yestestvennye-monopolii-chto-eto-i-kakuyu-rol-igrayut-v-goszakupkakh/> (дата обращения: 18.08.2021).
289. URL: https://kpfu.ru/portal/docs/F1597649095/_Vertikalnaya.integraciya.i.diversifikaciya.proizvodstva.pdf (kpfu.ru) (дата обращения: 15.06.2021).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

УТВЕРЖДЕН

Решением Общего собрания Членов Партнерства
(Протокол № 1 от «23» ноября 2001 года).

УСТАВ

**АССОЦИАЦИИ «НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
СОВЕТ РЫНКА ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ ОПТО-
ВОЙ И РОЗНИЧНОЙ ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ И МОЩ-
НОСТЬЮ»**

Москва

2018

284

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел I.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
Раздел II.	ПРАВОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПАРТНЕРСТВА
Раздел III.	ЦЕЛЬ И ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАРТНЕРСТВА
Раздел IV.	ЧЛЕНСТВО В ПАРТНЕРСТВЕ, ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ЧЛЕНОВ ПАРТНЕРСТВА
Раздел V.	ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ПАРТНЕРСТВА
Раздел VI.	ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ И НАДЗОРА ПАРТНЕРСТВА
Раздел VII.	ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ ЧЛЕНОВ ПАРТНЕРСТВА
Раздел VIII.	НАБЛЮДАТЕЛЬНЫЙ СОВЕТ ПАРТНЕРСТВА
Раздел IX.	ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ ПАРТНЕРСТВА И ПРАВЛЕНИЕ ПАРТНЕРСТВА
Раздел X.	РЕВИЗИОННАЯ КОМИССИЯ ПАРТНЕРСТВА И АУДИТОР ПАРТНЕРСТВА
Раздел XI.	СЧЕТНАЯ КОМИССИЯ ПАРТНЕРСТВА
Раздел XII.	ИСТОЧНИКИ ФОРМИРОВАНИЯ ИМУЩЕСТВА ПАРТНЕРСТВА И ПОРЯДОК ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
Раздел XIII.	УЧЕТ И ОТЧЕТНОСТЬ ПАРТНЕРСТВА
Раздел XIV.	ХРАНЕНИЕ ПАРТНЕРСТВОМ ДОКУМЕНТОВ. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ПАРТНЕРСТВОМ ИНФОРМАЦИИ
Раздел XV.	РЕОРГАНИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ПАРТНЕРСТВА

Раздел I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (далее – «Партнерство») создано по решению учредителей в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации, Федеральным законом «Об электроэнергетике», Федеральным законом «О некоммерческих организациях» и иными правовыми актами Российской Федерации.

1.2. Учредителями Партнерства являются:

- 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 – ЭНЕРГО-СБЫТ»;
- 27) ОАО «Северсталь»;
- 28) Автономная некоммерческая организация «Научно-практический центр социальной адаптации и реабилитации БЛАГОДАР».

1.3. Полное наименование Партнерства на русском языке: Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью».

Сокращенное наименование Партнерства на русском языке: Ассоциация «НП Совет рынка».

Полное наименование Партнерства на английском языке: Association «Nonprofit Partnership Council for Organizing Efficient System of Trading at Wholesale and Retail Electricity and Capacity Market».

Сокращенное наименование Партнерства на английском языке: Association «NP Market Council».

1.4. Место нахождения Партнерства: г. Москва.

Адрес Партнерства: Российская Федерация, 123610, г. Москва, Краснопресненская наб., д. 12, под. 7, этажи 7 и 8.

1.5. Партнерство создано без ограничения срока деятельности.

Раздел II. ПРАВОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПАРТНЕРСТВА

2.1. Правовое положение Партнерства определяется Гражданским кодексом Российской Федерации, Федеральным законом «О некоммерческих организациях» с учетом особенностей, установленных Федеральным законом «Об электроэнергетике», иными правовыми актами Российской Федерации, а также настоящим Уставом.

Партнерство является юридическим лицом с момента его государственной регистрации в установленном законом порядке.

Партнерство является некоммерческой организацией, не имеющей извлечение прибыли в качестве основной цели своей деятельности и не распределяющей полученную прибыль между Членами Партнерства.

Партнерство имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе, отвечает по своим обязательствам этим имуществом, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде.

Партнерство вправе в установленном порядке открывать счета в банках на территории Российской Федерации и за пределами ее территории.

Партнерство не отвечает по обязательствам Российской Федерации и своих Учредителей (Членов).

Учредители (Члены) не отвечают по обязательствам Партнерства, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

Партнерство имеет круглую печать, содержащую его полное наименование на русском языке. Партнерство имеет штампы и бланки со своим наименованием, а также собственную эмблему и другие средства визуальной идентификации.

Для достижения целей деятельности, предусмотренных пунктом 3.1. настоящего Устава, Партнерство вправе принимать участие в других юридических лицах в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для обеспечения эффективного взаимодействия организаций коммерческой и технологической инфраструктур оптового рынка электроэнергии и мощности Партнерство имеет право участвовать в уставном капитале коммерческого оператора путем его учреждения, приобретения долей (акций), в том числе за счет членских взносов, может участвовать в уставных капиталах иных организаций, осуществляющих функции коммерческой инфраструктуры оптового рынка, а также может управлять пакетами долей (акций) указанных организаций.

Партнерство создает филиалы и открывает представительства на территории Российской Федерации и за ее пределами.

Филиалы и представительства Партнерства осуществляют деятельность от имени Партнерства на основании Положений.

Филиалы и представительства Партнерства наделяются имуществом, которое учитывается как на их отдельных балансах, так и на балансе Партнерства.

Руководитель филиала или представительства Партнерства действует на основании Положения и доверенности, выданной Партнерством.

Партнерство несет ответственность за деятельность своих филиалов и представительств.

Раздел III. ЦЕЛИ И ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАРТНЕРСТВА

3.1. В соответствии с частью 6 пункта 1 статьи 33 Федерального закона «Об электроэнергетике» основными целями (предметом) деятельности Партнерства являются:

- обеспечение функционирования коммерческой инфраструктуры рынка;
- обеспечение эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков;
- формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику;
- наличие общей позиции участников оптового и розничных рынков при разработке нормативных документов, регулирующих функционирование электроэнергетики;
- организация на основе саморегулирования эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией, мощностью, иными товарами и услугами, доступными к обращению на оптовом и розничных рынках, 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.

3.2. Для достижения целей деятельности, указанных в пункте 3.1. настоящего Устава, Партнерство осуществляет за счет вступительного (единовременного), 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;
- разработку 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, обращение которых осуществляется на оптовом рынке, а также оказание услуг, связанных с обращением указанных товаров на оптовом рынке;
- осуществление контроля 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;
- определение порядка ведения и ведение реестра субъектов оптового рынка, принятие решения о присвоении или лишении статуса субъекта оптового рынка;
- организацию системы досудебного урегулирования споров между субъектами оптового рынка и субъектами электроэнергетики в случаях, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- признание генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа, квалифицированными генерирующими объектами;
- ведение 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 и функционирование оптового рынка электрической энергии и мощности;
- взаимодействие с иностранными организаторами оптовой торговли электрической энергией, мощностью, иными товарами, обращающимися на оптовом рынке;
- анализ результатов функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) и раскрытие информации, предусмотренной законодательством Российской Федерации;
- разработку, внедрение и сопровождение программных и информационных систем, обеспечивающих осуществление Партнерством своей деятельности;
- взаимодействие с уполномоченными государственными органами, осуществляющими регулирование и контроль в сфере бухгалтерского учета и бухгалтерской (финансовой) отчетности, в том числе в целях совершенствования и развития бухгалтерского учета и бухгалтерской (финансовой) отчетности в электроэнергетике;
- осуществление консультационной и информационной помощи Членам Партнерства по вопросам, связанным с функционированием оптового рынка электрической энергии (мощности);
- проведение работ, связанных с использованием сведений, составляющих государственную тайну, созданием средств защиты информации, а также осуществлением мероприятий и (или) оказанием услуг по защите государственной тайны;
- рассмотрение проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в части оценки влияния реализации инвестиционных проектов, предусмотренных проектом инвестиционной программы, на изменение цен на оптовом рынке электрической энергии и мощности, а также на снятие ограничений свободного перетока электрической энергии (мощности);
- выдача подтверждений о нераспространении требования о реализации производимой электрической энергии и мощности только на оптовом рынке;
- участие в создаваемой при лицензирующем органе комиссии по вопросам лицензирования энергосбытовой 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.

Партнерство вправе осуществлять виды деятельности, не запрещенные законодательством Российской Федерации и соответствующие целям деятельности Партнерства, которые предусмотрены настоящим Уставом.

3.3. Партнерство вправе осуществлять предпринимательскую деятельность, не запрещенную законодательством Российской Федерации и соответствующую целям деятельности Партнерства.

3.4. Партнерство создает Третейский суд при Партнерстве и обеспечивает его функционирование.

Раздел IV. ЧЛЕНСТВО В ПАРТНЕРСТВЕ. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ЧЛЕНОВ ПАРТНЕРСТВА

4.1. Членами Партнерства являются субъекты электроэнергетики и крупные потребители электрической и тепловой энергии, в том числе продавцы и покупатели электрической энергии (мощности), являющиеся субъектами оптового рынка, участ-

никами обращения электрической энергии на оптовом рынке, организации, обеспечивающие функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка, иные организации, осуществляющие деятельность в области электроэнергетики, а также организации, вступающие в Партнерство в целях исполнения пункта 1 статьи 35 Федерального закона «Об электроэнергетике», а именно получения статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии на оптовом рынке.

4.2. Каждый Член Партнерства входит в состав одной из Палат:

- Палата продавцов электроэнергии;
- Палата покупателей электроэнергии;
- Палата инфраструктурных организаций;
- Палата экспертов.

Включение Члена Партнерства в соответствующую Палату осуществляется на основании решения Наблюдательного совета Партнерства в соответствии с Положением о Членах Партнерства, утвержденным Наблюдательным советом Партнерства.

В Положении о Членах Партнерства должны определяться основания и критерии включения Членов Партнерства (организаций, намеренных вступить в Партнерство) в Палаты (Списки) Членов Партнерства, периодичность рассмотрения Наблюдательным советом Партнерства вопроса о включении Членов Партнерства (организаций, намеренных вступить в Партнерство) в Палаты (Списки) Членов Партнерства, перечень документов, рассматриваемых Наблюдательным советом при формировании Палат (Списков) Членов Партнерства, порядок и сроки их рассмотрения, порядок принятия решения Наблюдательным советом Партнерства о включении Члена Партнерства (организации, намеренной вступить в Партнерство) в соответствующую Палату (Список) Членов Партнерства, порядок уведомления Члена Партнерства (организации, намеренной вступить в Партнерство) о принятом Наблюдательным советом Партнерства решении.

Положение о Членах Партнерства, утвержденное решением Наблюдательного совета Партнерства, размещается Партнерством в электронном виде на официальном сайте Партнерства в сети Интернет.

4.3. Формирование состава Палат (Списков) Членов Партнерства.

4.3.1. Палата продавцов электроэнергии состоит из Списка А, Списка Б, Списка В, Списка Г и Списка Д.

4.3.2. В Список А Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Партнерства - поставщики электроэнергии, владеющие на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании атомными станциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 20 000 (Двадцать тысяч) МВт.

4.3.3. В Список Б Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Партнерства - поставщики электроэнергии, владеющие на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании гидроэлектростанциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 20 000 (Двадцать тысяч) МВт.

4.3.4. В Список В Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Партнерства - поставщики электроэнергии, у которых объем продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании), основным видом топлива для которого является природный газ, является наибольшим по

отношению к объему продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании) с отличным от природного газа основным видом топлива. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующему Списку Палаты продавцов электроэнергии.

4.3.5. В Список Г Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Партнерства - поставщики электроэнергии, у которых объем продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании), основным видом топлива для которого является уголь, является наибольшим по отношению к объему продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании) с отличным от угля основным видом топлива. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующему Списку Палаты продавцов электроэнергии.

4.3.6. В Список Д Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Партнерства - поставщики электрической энергии, не относящиеся к Спискам А, Б, В и Г Палаты продавцов электроэнергии.

4.3.7. Палата покупателей электроэнергии состоит из Списка А и Списка Б.

4.3.8. В Список А Палаты покупателей электроэнергии включаются:

4.3.8.1. Члены Партнерства, объем приобретения электрической энергии на оптовом рынке которых в качестве гарантирующего поставщика электроэнергии является наибольшим по отношению к объему приобретения электрической энергии на оптовом рынке в качестве энергосбытовой организации и и/или крупного потребителя электрической энергии. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующему Списку Палаты покупателей электроэнергии.

4.3.8.2. Члены Партнерства, объем приобретения электрической энергии на оптовом рынке которых в качестве энергосбытовой организации является наибольшим по отношению к объему приобретения электрической энергии на оптовом рынке в качестве гарантирующего поставщика и/или крупного потребителя электрической энергии, при условии, что указанный Член Партнерства не соответствуют критериям, указанным в подпункте 4.3.9. пункта 4.3. настоящего Устава, для включения в Список Б Палаты покупателей электроэнергии. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующему Списку Палаты покупателей электроэнергии.

4.3.9. В Список Б Палаты покупателей электроэнергии включаются:

4.3.9.1. Члены Партнерства – гарантирующие поставщики, снабжающие электроэнергией потребителей, энергопринимающие устройства которых технологически присоединены к электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании единому хозяйствующему субъекту на железнодорожном транспорте.

4.3.9.2. Члены Партнерства, объем приобретения электрической энергии на оптовом рынке которых в качестве крупного потребителя электрической энергии является наибольшим по отношению к объему приобретения электрической энергии на

оптовом рынке в качестве гарантирующего поставщика и/или энергосбытовой организации. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующему Списку Палаты покупателей электроэнергии.

Члены Партнерства в отношении которых на оптовом рынке зарегистрированы только группы точек поставки крупного потребителя.

4.3.9.3. Члены Партнерства объем приобретения электрической энергии на оптовом рынке которых в качестве энергосбытовой организации является наибольшим по отношению к объему приобретения электрической энергии на оптовом рынке в качестве гарантирующего поставщика и/или крупного потребителя электрической энергии, при условии, что объем приобретения электрической энергии в интересах одного потребителя (или нескольких потребителей, которые являются дочерними и/или зависимыми хозяйственными обществами по отношению к одному и тому же основному (преобладающему) хозяйственному обществу) составляет 75 (Семьдесят пять) и более процентов от совокупного объема приобретения электрической энергии. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующему Списку Палаты покупателей электроэнергии.

Члены Партнерства в отношении которых на оптовом рынке зарегистрированы только группы точек поставки энергосбытовой организации в отношении одного потребителя (или нескольких потребителей, которые являются дочерними и/или зависимыми хозяйственными обществами по отношению к одному и тому же основному (преобладающему) хозяйственному обществу).

4.3.10. В случае если организация, одновременно отвечает критериям для включения ее в Палату продавцов электроэнергии и Палату покупателей электроэнергии, то такая организация:

- включается в соответствующий список Палаты продавцов электроэнергии, если объем электрической энергии, проданной на оптовом рынке этой организацией с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ей на праве собственности или ином законном основании), больше объема электрической энергии, приобретенной этой организацией на оптовом рынке. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующей Палате;

- включается в соответствующий список Палаты покупателей электроэнергии, если объем электрической энергии, приобретенной на оптовом рынке этой организацией, больше объема электрической энергии, проданной на оптовом рынке этой организацией с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ей на праве собственности или ином законном основании). Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующей Палате.

4.3.11. Для Членов Партнерства осуществлявших продажу и/или покупку электроэнергии на оптовом рынке менее 12 (Двенадцати) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Партнерства к соответствующей Палате (Списку), указанные объемы определяются за период времени, в течение которого в пределах этих 12 (Двенадцати) месяцев осуществлялась продажа и/или покупка электроэнергии на оптовом рынке.

4.3.12. В состав Палаты инфраструктурных организаций включаются организации, обеспечивающие функционирование коммерческой и технологической инфра-

структуры оптового рынка электрической энергии (мощности), к которым относятся коммерческий оператор и иные организации, на которые в соответствии с правилами оптового рынка электроэнергии и мощности или правилами оптового рынка электроэнергии и мощности переходного периода и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка возложены функции обеспечения коммерческой инфраструктуры, системный оператор и организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

4.3.13. В состав Палаты экспертов включаются территориальные сетевые организации, исполняющие функции гарантирующих поставщиков в зонах деятельности гарантирующих поставщиков, лишенных статуса гарантирующего поставщика, а также Члены Партнерства, не относящиеся в соответствии с требованиями настоящего Устава к Палате продавцов электроэнергии, Палате покупателей электроэнергии, Палате инфраструктурных организаций. Территориальные сетевые организации, исполняющие функции гарантирующих поставщиков в зонах деятельности гарантирующих поставщиков, лишенных статуса гарантирующего поставщика, в Палату продавцов электроэнергии, Палату покупателей электроэнергии, Палату инфраструктурных организаций не переводятся.

4.3.14. Если одна и та же организация в равной степени может быть отнесена к разным Спискам одной Палаты, разным Палатам, либо однозначно отнести организацию в соответствии с установленными настоящим Уставом критериями к конкретной Палате (Списку) не представляется возможным, то включение такой организации в соответствующую Палату (Список) осуществляется решением Наблюдательного совета Партнерства, в порядке определенном Положением о Членах Партнерства.

4.4. Организация, намеренная вступить в Члены Партнерства (далее - Организация), должна являться юридическим лицом в соответствии с законодательством Российской Федерации, осуществляющим деятельность в области электроэнергетики на территории Российской Федерации, и удовлетворять требованиям к Членам Партнерства, установленным настоящим Уставом Партнерства.

4.5. Порядок приема Организации в Члены Партнерства:

4.5.1. Организация подает на имя Председателя Наблюдательного совета Партнерства письменное заявление, иные документы (информацию) согласно перечню, а также порядку их предоставления, предусмотренными Положением о Членах Партнерства, утверждаемым Наблюдательным советом Партнерства, в том числе в обязательном порядке информацию о ее аффилированности и вхождении в группу лиц с иными Членами Партнерства.

Здесь и далее по тексту настоящего Устава понятия «аффилированные лица» и «группа лиц» определяются в соответствии с Законом РСФСР «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках» и Федеральным законом «О защите конкуренции», если иное значение указанных понятий не будет введено иными федеральными законами после государственной регистрации редакции Устава Партнерства, утвержденной Общим собранием Членов Партнерства 25 июня 2010 года.

Отсутствие вышеуказанных документов (информации) является основанием для оставления заявления Организации без рассмотрения по существу.

В случае невозможности обеспечения своевременной оплаты вступительного (единовременного) членского взноса Организация одновременно с документами, указанными в абзаце 1 настоящего подпункта, вправе подать на имя Председателя

Наблюдательного совета Партнерства мотивированное ходатайство о предоставлении рассрочки по оплате указанного взноса (далее - ходатайство о предоставлении рассрочки).

Рассрочка вступительного (единовременного) членского взноса может быть предоставлена Организации на срок не более 1 (Одного) года.

Решение об удовлетворении ходатайства о предоставлении рассрочки принимается Наблюдательным советом Партнерства одновременно с решением о приеме такой Организации в Члены Партнерства.

При принятии Наблюдательным советом Партнерства решения об отказе в удовлетворении ходатайства о предоставлении рассрочки Организация не подлежит приему в Члены Партнерства.

4.5.2. Наблюдательный совет Партнерства не позднее 20 (Двадцати) календарных дней с даты поступления в Партнерство заявления Организации о приеме в Члены Партнерства и всех необходимых документов (информации), предусмотренных подпунктом 4.5.1. настоящего Устава, обязан рассмотреть их и принять решения о приеме Организации в Члены Партнерства и включении ее в состав одной из Палат и Список соответствующей Палаты либо мотивированное решение об отказе в приеме в Члены Партнерства.

Организация считается принятой в Члены Партнерства со дня принятия Наблюдательным советом Партнерства соответствующих решений (решения о приеме Организации в Члены Партнерства, решения о включении ее в состав одной из Палат и Список соответствующей Палаты, а также решения об удовлетворении ходатайства о предоставлении рассрочки в случае направления Организацией такого ходатайства).

4.5.3. Решения Наблюдательного совета Партнерства, принятые в соответствии с подпунктами 4.5.1 и 4.5.2. настоящего Устава, доводятся до сведения Члена Партнерства не позднее 5 (Пяти) календарных дней с даты их принятия в порядке, предусмотренном Положением о Членах Партнерства.

4.5.4. Член Партнерства обязан уплатить вступительный (единовременный) членский взнос в имущество Партнерства в порядке и сроки, предусмотренные настоящим Уставом и Положением о Членах Партнерства.

Член Партнерства, в отношении которого Наблюдательным советом Партнерства удовлетворено ходатайство о предоставлении рассрочки, обязан уплатить вступительный (единовременный) членский взнос в порядке и срок, предусмотренные соответствующим решением Наблюдательного совета Партнерства.

4.6. Члены Партнерства имеют право:

- участвовать в управлении Партнерством в соответствии с Федеральным законом «О некоммерческих организациях» и настоящим Уставом;
- получать информацию о деятельности Партнерства в установленном настоящим Уставом порядке;
- использовать принадлежность к Партнерству в рекламных целях;
- вносить в имущество Партнерства добровольные имущественные членские взносы;
- по своему усмотрению выходить из Партнерства;
- при ликвидации Партнерства получать часть имущества в пределах имущественных членских взносов, с учетом ограничений, установленных Федеральным законом «О некоммерческих организациях»;
- в судебном порядке оспаривать решения органов управления Партнерства;

– пользоваться иными правами, предусмотренными законодательством Российской Федерации и настоящим Уставом.

4.7. Члены Партнерства обязаны:

– соблюдать требования настоящего Устава и иных внутренних документов Партнерства;

– соблюдать (исполнять) установленные Наблюдательным советом Партнерства требования к Членам Партнерства;

– своевременно предоставлять Партнерству информацию, перечень и порядок предоставления которой определяется Положением о Членах Партнерства, в том числе в обязательном порядке информацию о его аффилированности или лицах, входящих с ним в группу лиц;

– своевременно вносить вступительный (единовременный) и текущие (регулярные) членские взносы;

– нести установленную законодательством Российской Федерации, а также установленную в соответствии с положениями настоящего Устава Наблюдательным советом Партнерства ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение Членом Партнерства обязанностей, в том числе за невнесение или несвоевременное внесение вступительного (единовременного) и текущих (регулярных) членских взносов;

– выполнять решения органов управления Партнерства, принятые в соответствии с их компетенцией.

4.8. Член Партнерства может быть исключен из Партнерства в порядке, установленном настоящим Уставом. Решение об исключении из Партнерства может быть оспорено исключенным Членом Партнерства в суде по месту нахождения Партнерства.

4.9. Основаниями для исключения Члена Партнерства из Партнерства являются:

1) нарушение срока оплаты вступительного (единовременного) членского взноса, предусмотренного подпунктом 4.5.4 Устава Партнерства, более чем на 10 (Десять) календарных дней (для Членов Партнерства, в отношении которых Наблюдательным советом Партнерства удовлетворено ходатайство о предоставлении расписки - порядка и срока, предусмотренных соответствующим решением Наблюдательного совета Партнерства);

2) нарушение порядка оплаты текущего (регулярного) членского взноса, в том числе нарушение сроков оплаты такого взноса в течение 2 (Двух) установленных в соответствии с пунктом 12.3. настоящего Устава сроков оплаты подряд;

3) неоднократное (2 (Два) и более раз) невыполнение (ненадлежащее выполнение) Членом Партнерства требований настоящего Устава;

4) сокрытие Членом Партнерства сведений, влекущих невозможность его членства в Партнерстве в соответствии с требованиями настоящего Устава;

5) непредставление и/или предоставление недостоверных сведений Членом Партнерства о его аффилированности и вхождении в группу лиц с иными Членами Партнерства.

Перечень оснований для исключения Члена Партнерства из Партнерства, перечисленный в настоящем пункте Устава, является исчерпывающим и не подлежит расширению путем принятия решений органами управления Партнерства, за исключением случаев принятия решения Общим собранием Членов Партнерства об изменении или дополнении настоящего пункта Устава.

4.10. При установлении наличия одного или нескольких оснований для исключения Члена Партнерства из Партнерства Наблюдательный совет Партнерства принимает решение об исключении Члена Партнерства из Партнерства либо иное решение.

Датой прекращения членства в Партнерстве по основанию исключения из Партнерства является:

дата принятия Наблюдательным советом Партнерства решения об исключении Члена Партнерства из Партнерства (если Член Партнерства не имеет статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии);

дата лишения Члена Партнерства статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии (если Член Партнерства, в отношении которого принято решение об исключении его из Партнерства, имеет статус субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии).

4.11. При исключении Члена Партнерства из Партнерства или при добровольном выходе его из Партнерства имущество (стоимость этого имущества), переданное указанным Членом Партнерства в собственность Партнерства (включая вступительный (единовременный), текущие (регулярные) и добровольные имущественные членские взносы), не возвращается.

4.12. При добровольном выходе из Партнерства Член Партнерства подает на имя Председателя Наблюдательного совета Партнерства документы согласно перечню, а также порядку их предоставления, предусмотренными Положением о Членах Партнерства, утверждаемым Наблюдательным советом Партнерства.

Датой прекращения членства в Партнерстве по основанию добровольного выхода является:

– дата получения Партнерством документов, указанных в абзаце 1 настоящего пункта (если Член Партнерства не имеет статус субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии);

– дата лишения Члена Партнерства статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии (если Член Партнерства имеет статус субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии).

В случае получения документов о добровольном выходе из Партнерства от Члена Партнерства, являющегося субъектом оптового рынка, в отношении такого Члена Партнерства в установленном порядке иницируется процедура лишения статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии.

4.13. В случае реорганизации Члена Партнерства права и обязанности, предусмотренные настоящим Уставом, возникают у юридического лица, являющегося правопреемником реорганизованного Члена Партнерства по соответствующим правам и обязанностям, при одновременном соблюдении следующих условий:

– правопреемник преемствует в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, права реорганизованного Члена Партнерства в отношении членских взносов;

– правопреемник преемствует в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, гражданско-правовые обязательства реорганизованного Члена Партнерства на оптовом рынке электроэнергии и мощности;

– правопреемник исполнил обязательства реорганизованного Члена Партнерства по оплате членских взносов в полном объеме перед Партнерством.

Правопреемник подлежит включению в состав 1 (Одной) из Палат (Список) в соответствии с положениями пунктов 4.2. и 4.3. настоящего Устава.

Правопреемник освобождается от уплаты вступительного (единовременного) членского взноса в той части, в которой данное обязательство надлежащим образом выполнено правопреемником.

4.14. Членство в Партнерстве прекращается в случае внесения в Единый государственный реестр юридических лиц записи о прекращении деятельности юридического лица – Члена Партнерства.

Датой прекращения членства в Партнерстве является дата внесения в Единый государственный реестр юридических лиц соответствующей записи.

4.15. Партнерство в срок не позднее 3 (Трех) календарных дней с даты прекращения членства в Партнерстве направляет уведомление о прекращении членства в Партнерстве, за исключением случая прекращения членства в Партнерстве по основанию ликвидации.

4.16. С даты прекращения членства в Партнерстве прекращаются все права и обязанности Члена Партнерства, предусмотренные настоящим Уставом, за исключением обязанности по уплате задолженности по оплате вступительного (единовременного) и/или текущих (регулярных) членских взносов.

При прекращении членства в Партнерстве Организация, которой в соответствии с нормами настоящего Устава была предоставлена рассрочка по оплате вступительного (единовременного) членского взноса, обязана оплатить оставшуюся непоплаченную часть вступительного (единовременного) членского взноса в полном объеме в течение 10 (Десяти) календарных дней с даты прекращения членства в Партнерстве.

Раздел V. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ПАРТНЕРСТВА

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» в целях обеспечения государственного контроля за деятельностью Партнерства уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти вправе:

- использовать право вето в отношении решений органов управления Партнерства (Общего собрания Членов Партнерства, Наблюдательного совета Партнерства, Председателя Правления Партнерства, Правления Партнерства) в течение 10 (Десяти) календарных дней с даты их принятия указанными органами управления Партнерства (если иной порядок использования права вето не будет установлен законодательством Российской Федерации);

- направлять в органы управления Партнерства вопросы, подлежащие внесению в повестку дня годового или внеочередного Общего собрания Членов Партнерства или заседания Наблюдательного совета Партнерства, Правления Партнерства и обязательному рассмотрению указанными органами управления Партнерства (в соответствии с компетенцией указанных органов управления Партнерства);

- принимать решение по вопросам, ранее направленным для обязательного рассмотрения органами управления Партнерства (Общего собрания Членов Партнерства, Наблюдательного совета Партнерства, Председателя Правления Партнерства, Правления Партнерства), в случае, если указанные органы управления Партнерства в течение 45 (Сорока пяти) дней не приняли по ним решения в редакции, согласованной с федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации.

Партнерство предоставляет федеральному органу исполнительной власти, уполномоченному осуществлять контроль за деятельностью Партнерства, материалы по вопросам повестки дня Общего собрания Членов Партнерства и повестки заседания Наблюдательного совета Партнерства в сроки, установленные настоящим Уставом для предоставления указанных материалов Членам Партнерства и Членам Наблюдательного совета Партнерства.

Представитель уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти вправе принимать участие в Общем собрании Членов Партнерства и в заседаниях Наблюдательного совета Партнерства с правом совещательного голоса.

Раздел VI. ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ И НАДЗОРА ПАРТНЕРСТВА

6.1. Органами управления Партнерства являются:

- Общее собрание Членов Партнерства (высший орган управления);
- Наблюдательный совет Партнерства (постоянно действующий коллегиальный орган управления);
- Председатель Правления Партнерства (единоличный исполнительный орган);
- Правление Партнерства (коллегиальный исполнительный орган).

6.2. Органом надзора за финансово-хозяйственной деятельностью Партнерства является Ревизионная комиссия.

Раздел VII. ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ ЧЛЕНОВ ПАРТНЕРСТВА

7.1. Высшим органом управления Партнерства является Общее собрание Членов Партнерства. Основной функцией Общего собрания Членов Партнерства является обеспечение соблюдения Партнерством целей деятельности, указанных в пункте 3.1. настоящего Устава.

7.2. К исключительной компетенции Общего собрания Членов Партнерства относится решение следующих вопросов:

- изменение Устава Партнерства;
- определение приоритетных направлений деятельности Партнерства, принципов формирования и использования его имущества;
- избрание Членов Наблюдательного совета Партнерства и досрочное прекращение их полномочий;
- избрание Председателя Правления Партнерства и досрочное прекращение его полномочий;
- определение количественного состава Правления Партнерства, избрание его Членов и досрочное прекращение их полномочий;
- утверждение Положения об Общем собрании Членов Партнерства, Положения о Наблюдательном совете Партнерства, Положения о Правлении Партнерства, Положения о Ревизионной комиссии Партнерства, Положения о Счетной комиссии Партнерства;
- утверждение годового отчета и бухгалтерской (финансовой) отчетности Партнерства;
- принятие решений о реорганизации и ликвидации Партнерства, о назначении ликвидационной комиссии (ликвидатора) и об утверждении ликвидационного баланса;

– принятие решений о создании Партнерством других юридических лиц, об участии Партнерства в других юридических лицах, о создании филиалов и об открытии представительств Партнерства.

7.3. Общее собрание Членов Партнерства правомочно, если в нем приняло участие более половины Членов Партнерства от актуализированного состава Палаты покупателей электроэнергии, более половины Членов Партнерства от актуализированного состава Палаты продавцов электроэнергии, более 1/3 (Одной трети) Членов Партнерства от актуализированного состава Палаты экспертов, более половины Членов Партнерства от состава Палаты инфраструктурных организаций.

При отсутствии кворума для проведения Общего собрания Членов Партнерства Наблюдательным советом Партнерства не позднее 15 (Пятнадцати) календарных дней объявляется дата проведения повторного Общего собрания Членов Партнерства с той же повесткой дня.

Повторное Общее собрание Членов Партнерства правомочно, если в нем приняло участие более половины от общего числа Членов Партнерства (независимо от того, сколько Членов Партнерства приняло участие от каждой из Палат).

7.4. Не менее чем за 30 (Тридцать) календарных дней до назначенной даты проведения Общего собрания Членов Партнерства Наблюдательным советом Партнерства по представлению Председателя Правления Партнерства утверждаются актуализированные составы Палаты продавцов электроэнергии, Палаты покупателей электроэнергии и Палаты экспертов. Организации, вступившие в Члены Партнерства менее чем за 30 (Тридцать) календарных дней до назначенной даты проведения Общего собрания Членов Партнерства:

– не включаются в актуализированные составы Палаты продавцов электроэнергии, Палаты покупателей электроэнергии, Палаты экспертов, а также в состав Палаты инфраструктурных организаций;

– имеют право принимать участие в Общем собрании Членов Партнерства без права участвовать в голосовании по вопросам повестки дня Общего собрания Членов Партнерства.

7.5. На Общем собрании Членов Партнерства каждый Член Партнерства обладает 1 (Одним) голосом, если федеральными законами или настоящим Уставом не установлено иное.

Члены Партнерства, являющиеся аффилированными лицами или группой лиц, вправе распоряжаться не более чем 20 (Двадцатью) процентами голосов от общего числа голосов Членов Партнерства, имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня Общего собрания Членов Партнерства, с учетом требований пункта 7.8. настоящего Устава.

В целях настоящего Устава Партнерства общее число голосов Членов Партнерства, имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня Общего собрания Членов Партнерства, определяется как сумма всех неаффилированных лиц, а также всех аффилированных лиц, составляющих не более 20 (Двадцати) процентов от общего числа Членов Партнерства, 1/4 (Одной четвертой) от числа всех неаффилированных лиц, а также 1/4 (Одной четвертой) от числа всех аффилированных лиц, составляющих не более 20 (Двадцати) процентов от общего числа Членов Партнерства. Данное положение применяется, если число аффилированных лиц или группа лиц составляет не менее 20 (Двадцати) процентов от общего числа Членов Партнерства.

7.7. Сведения о вхождении в состав аффилированных лиц и/или группу лиц с другими Членами Партнерства представляются:

- при вступлении в Члены Партнерства;
- при получении уведомления о проведении Общего собрания Членов Партнерства, в случае если они отличаются от ранее направленных в Партнерство;
- при выдвижении Членом Партнерства кандидата для избрания в Наблюдательный совет Партнерства.

Сведения о вхождении в состав аффилированных лиц и/или группу лиц с другими Членами Партнерства представляются по форме, указанной в Положении о Членах Партнерства.

Список аффилированных лиц и/или группы лиц Членов Партнерства составляется Счетной комиссией Партнерства на основании сведений, представляемых Членами Партнерства в Партнерство, исполнительным аппаратом Партнерства, а также на основании иной официальной информации, полученной Партнерством. Исполнительный аппарат Партнерства вправе проверить достоверность сведений, предоставленных Членом Партнерства и третьими лицами и предоставить Счетной комиссии Партнерства сведения, отличные от предоставленных Членами Партнерства.

В случае возникновения спора между Партнерством и Членом Партнерства, входящим в список аффилированных лиц и/или группу лиц, по факту его включения в указанный список, последний имеет право подать заявление на имя Председателя Наблюдательного совета Партнерства с просьбой рассмотреть спор на очередном заседании Наблюдательного совета Партнерства. Указанное заявление Члена Партнерства должно быть рассмотрено в течение 20 (двадцати) календарных дней с даты его поступления в Партнерство.

Член Партнерства вправе обжаловать в судебном порядке решение Наблюдательного совета Партнерства, оставившее в силе решение Счетной комиссии Партнерства о включении Члена Партнерства в список аффилированных лиц и/или группу лиц, состоящий из Членов Партнерства.

7.8. Для определения числа голосов, которыми обладают Члены Партнерства, имеющие право принимать участие в принятии решений Общим собранием Членов Партнерства, Счетная комиссия Партнерства не позднее 5 (пяти) рабочих дней до даты проведения Общего собрания Членов Партнерства:

- формирует и оформляет протоколом список аффилированных лиц и/или группу лиц, состоящих из Членов Партнерства;
- определяет число голосов, которыми обладают Члены Партнерства, имеющие право принимать участие в принятии решений Общим собранием Членов Партнерства с учетом требований пункта 7.6. настоящего Устава;
- направляет вышеуказанную информацию Членам Партнерства посредством почтовой или электронной или иной связи, а также размещает её на официальном сайте Партнерства в сети Интернет.

7.9. Принятие Общим собранием Членов Партнерства решений по вопросам, отнесенным к его компетенции, осуществляется в порядке, установленном положениями настоящего Устава.

7.10. Голосование Членов Партнерства на Общем собрании Членов Партнерства осуществляется отдельно в Палате продавцов электроэнергии, в Палате покупателей электроэнергии, Палате экспертов, Палате инфраструктурных организаций.

7.10.1. Решение Общего собрания Членов Партнерства по вопросам, указанным в подпунктах 1, 2, 4 – 7, 9 пункта 7.2. настоящего Устава, считается принятым, если одновременно выполняются следующие 2 (Два) условия:

- за решение по данному вопросу проголосовало квалифицированное большинство (2/3 (Две трети)) от Членов Партнерства, принявших участие в Общем собрании и имеющих право принимать участие в голосовании;

- за решение по данному вопросу проголосовало:

- не менее 2/3 (Двух третей) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату продавцов электроэнергии и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня;

- не менее 2/3 (Двух третей) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату покупателей электроэнергии и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня;

- не менее 2/3 (Двух третей) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату экспертов и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня;

- не менее 2/3 (Двух третей) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату инфраструктурных организаций и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня.

7.10.2. Решение Общего собрания Членов Партнерства по вопросу о реорганизации и ликвидации Партнерства, назначении ликвидационной комиссии (ликвидатора) и утверждении ликвидационного баланса считается принятым, если одновременно выполняются следующие 2 (Два) условия:

- за решение по данному вопросу проголосовало квалифицированное большинство (3/4 (Три четверти)) от Членов Партнерства, принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства и имеющих право принимать участие в голосовании;

- за решение по данному вопросу проголосовало:

- не менее 3/4 (Трех четвертых) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату продавцов электроэнергии и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня;

- не менее 3/4 (Трех четвертых) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату покупателей электроэнергии и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня;

- не менее 3/4 (Трех четвертых) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату экспертов и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня;

- не менее 3/4 (Трех четвертых) от принявших участие в Общем собрании Членов Партнерства, входящих в Палату инфраструктурных организаций и имеющих право принимать участие в голосовании по вопросам повестки дня.

7.11. Решение Общего собрания Членов Партнерства по вопросу, указанному в подпункте 3 пункта 7.2. настоящего Устава, принимается в порядке, предусмотренном разделом VIII настоящего Устава.

7.12. Годовое Общее собрание Членов Партнерства проводится ежегодно в срок не ранее 4 (Четырех) и не позднее 6 (Шести) месяцев после окончания календарного года.

7.13. Повестка дня годового Общего собрания Членов Партнерства должна содержать следующие вопросы:

- определение приоритетных направлений деятельности Партнерства;

- определение принципов формирования и использования имущества Партнерства;
- утверждение годового отчета и бухгалтерской (финансовой) отчетности Партнерства;
- избрание Членов Наблюдательного совета Партнерства.

7.14. Общее собрание Членов Партнерства не вправе принимать решения по вопросам, не включенным Наблюдательным советом Партнерства в повестку дня Общего собрания Членов Партнерства.

7.15. Общее собрание Членов Партнерства проводится в формах совместного присутствия Членов Партнерства для обсуждения вопросов повестки дня и принятия решений по вопросам, поставленным на голосование, и/или заочного голосования.

7.16. Голосование по всем вопросам повестки дня Общего собрания Членов Партнерства осуществляется бюллетенями для голосования и/или с использованием системы электронного голосования.

Обработку бюллетеней и подсчет голосов осуществляет Счетная комиссия Партнерства.

7.17. Не позднее, чем за 20 (Двадцать) календарных дней до даты проведения Общего собрания Членов Партнерства, Партнерство обязано:

- опубликовать сообщение о проведении Общего собрания Членов Партнерства в «Российской газете»;
- направить Членам Партнерства уведомление о созыве Общего собрания Членов Партнерства посредством почтовой и/или электронной, и/или иной связи;
- разместить сообщение о проведении Общего собрания Членов Партнерства на официальном сайте Партнерства в сети Интернет.

При проведении повторного Общего собрания Членов Партнерства обязанность проинформировать Членов Партнерства о проведении повторного Общего собрания Членов Партнерства должна быть исполнена Партнерством не позднее, чем за 10 (Десять) календарных дней до даты проведения повторного Общего собрания Членов Партнерства.

Порядок ознакомления Членов Партнерства (их уполномоченных представителей) с информацией (материалами) по вопросам повестки дня Общего собрания Членов Партнерства и перечень такой информации (материалов) определяются решением Наблюдательного совета Партнерства.

7.18. Члены Партнерства участвуют в Общем собрании Членов Партнерства через свои уполномоченные органы или представителей (полномочия последних должны быть надлежащим образом оформлены).

7.19. Протокол Общего собрания Членов Партнерства составляется в 1 (одном) экземпляре не позднее 5 (Пяти) рабочих дней с даты закрытия Общего собрания Членов Партнерства. Протокол Общего собрания Членов Партнерства подписывается не позднее 7 (Семи) рабочих дней с даты закрытия Общего собрания Членов Партнерства Председательствующим на Общем собрании и Секретарем Общего собрания Членов Партнерства.

Решения, принятые Общим собранием Членов Партнерства, а также итоги голосования доводятся до Членов Партнерства путем их размещения на официальном сайте Партнерства в сети Интернет и направления Членам Партнерства посредством почтовой и/или электронной, и/или иной связи не позднее 5 (Пяти) рабочих дней с даты подписания протокола Общего собрания Членов Партнерства.

7.20. Каждый Член Партнерства в срок по 31 марта текущего календарного года (включительно) вправе внести вопросы в повестку дня годового Общего собрания Членов Партнерства, выдвинуть по 1 (Одному) кандидату в Ревизионную комиссию Партнерства и Счетную комиссию Партнерства, а в случае, если срок полномочий действующего Председателя Правления Партнерства истекает, также выдвинуть по 1 (Одному) кандидату на должность Председателя Правления Партнерства.

Кроме того, Члены Партнерства, входящие в Палату продавцов электроэнергии и Палату покупателей электроэнергии в срок по 31 марта текущего календарного года (включительно) вправе выдвинуть по 1 (Одному) кандидату в Наблюдательный совет Партнерства.

Если последний день сроков, указанных в абзацах 1 и 2 настоящего пункта, приходится на нерабочий день, днем окончания соответствующего срока признается ближайший следующий за ним рабочий день.

Предложение о внесении вопросов в повестку дня годового Общего собрания Членов Партнерства и предложение о выдвижении кандидатов в указанные органы Партнерства должны быть оформлены Членом Партнерства письменно, представлены в оригинале и подписаны уполномоченным лицом.

К предложению о выдвижении кандидата в органы управления Партнерства должно быть приложено согласие кандидата на выдвижение и избрание (подписанное кандидатом).

К предложению о выдвижении кандидата в Наблюдательный совет Партнерства должна быть приложена информация о вхождении Члена Партнерства в состав аффилированных лиц и/или группу лиц с Членами Партнерства (подписанная уполномоченным лицом Члена Партнерства) и информация о вхождении кандидата в Члены Наблюдательного совета Партнерства в состав аффилированных лиц и/или группу лиц как с Членами Партнерства, так и с иными юридическими и физическими лицами (подписанная кандидатом и/или уполномоченным лицом Члена Партнерства).

Наблюдательный совет Партнерства не вправе отказать Члену Партнерства во включении в повестку дня годового Общего собрания Членов Партнерства предложенных им вопросов, а также во включении в список для голосования выдвинутых им кандидатур, при условии соблюдения Членом Партнерства сроков и требований, установленных настоящим Уставом.

Член Партнерства вправе отозвать свои предложения в повестку дня годового Общего собрания Членов Партнерства и выдвинутые им кандидатуры для избрания в органы управления Партнерства не позднее 2 (Двух) календарных дней до даты проведения Общего собрания Членов Партнерства.

7.21. Общие собрания Членов Партнерства, проводимые помимо годового Общего собрания Членов Партнерства, являются внеочередными.

7.21.1. Внеочередное Общее собрание Членов Партнерства проводится по решению Наблюдательного совета Партнерства на основании его собственной инициативы, по требованию Аудитора, Ревизионной комиссии Партнерства, Председателя Правления Партнерства или Членов Партнерства, которые обладают не менее чем 10 (Десятью) процентами от общего числа голосов Членов Партнерства.

В требовании о проведении внеочередного Общего собрания Членов Партнерства должны быть сформулированы вопросы, подлежащие внесению в повестку дня Общего собрания Членов Партнерства. В требовании о проведении внеочередного Общего собрания Членов Партнерства должны содержаться проекты решений по каждому из этих вопросов.

7.21.2. В течение 10 (Десяти) календарных дней с даты предъявления требования Аудитора, Ревизионной комиссии, Председателя Правления Партнерства или Членов Партнерства, которые обладают не менее чем 10 (Десятью) процентами от общего числа голосов Членов Партнерства, о созыве внеочередного Общего собрания Членов Партнерства, Наблюдательным советом Партнерства должно быть принято решение о созыве внеочередного Общего собрания Членов Партнерства либо об отказе в его созыве.

Решение Наблюдательного совета Партнерства о созыве внеочередного Общего собрания Членов Партнерства или об отказе от его созыва направляется лицам, требующим его созыва, не позднее 5 (Пяти) календарных дней с даты принятия решения.

7.21.3. В случае если повестка дня внеочередного Общего собрания Членов Партнерства содержит вопрос об избрании Председателя Правления, каждый Член Партнерства вправе выдвинуть по 1 (Одному) кандидату для избрания не позднее 12 (Двенадцати) календарных дней до даты проведения внеочередного Общего собрания Членов Партнерства. Предложение о выдвижении кандидатов для избрания должно содержать имя каждого предлагаемого кандидата, наименование органа, для избрания в который он предлагается.

7.21.4. При внесении в повестку внеочередного Общего собрания Членов Партнерства вопроса о досрочном прекращении полномочий Председателя Правления Партнерства, Члена (Членов) Правления Партнерства, Наблюдательный совет Партнерства обязан принять решение о включении в повестку дня внеочередного Общего собрания Членов Партнерства вопроса об избрании Председателя Правления Партнерства, Члена (Членов) Правления Партнерства.

7.21.5. Если в течение срока, установленного подпунктом 7.21.2. настоящего Устава, Наблюдательным советом Партнерства не принято решение о созыве внеочередного Общего собрания Членов Партнерства или принято решение об отказе в его созыве, внеочередное Общее собрание Членов Партнерства может быть созвано органами и лицами, требующими его созыва, в порядке, установленном настоящим Уставом.

При этом органы и лица, созывающие внеочередное Общее собрание Членов Партнерства, обладают полномочиями, необходимыми для созыва и проведения Общего собрания Членов Партнерства.

7.21.6. Проведение внеочередного Общего собрания Членов Партнерства по требованию Аудитора, Ревизионной комиссии Партнерства, Председателя Правления Партнерства или Членов Партнерства, которые обладают не менее чем 10 (Десятью) процентами от общего числа голосов Членов Партнерства, организуется Наблюдательным советом Партнерства не позднее 45 (Сорока пяти) календарных дней с даты предъявления требования о его проведении.

7.22. Иные вопросы, связанные с созывом и проведением Общего собрания Членов Партнерства, регламентируются документом Партнерства, утверждаемым Общим собранием Членов Партнерства, а также отдельными решениями Наблюдательного совета Партнерства.

7.23. В случае противоречия норм Положений об органах управления и органах надзора за хозяйственной деятельностью Партнерства настоящему Уставу (с учетом его изменений, утвержденных решением Общего собрания Членов Партнерства и зарегистрированных в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации) приоритет имеют нормы настоящего Устава Партнерства (с учетом его изменений, утвержденных решением Общего собрания Членов Партнерства и зарегистрированных в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации).

стрированных в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации).

Раздел VIII. НАБЛЮДАТЕЛЬНЫЙ СОВЕТ ПАРТНЕРСТВА

Подраздел 1. КОМПЕТЕНЦИЯ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА ПАРТНЕРСТВА

8.1. К исключительной компетенции Наблюдательного совета Партнерства относится решение следующих вопросов:

- одобрение основных принципов (модели) функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности, правил оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности, а также проектов иных правовых актов, направленных на развитие и функционирование оптового и розничных рынков электроэнергии, и предложений о внесении в них изменений и дополнений;

- принятие решения о выборе организаций для выполнения всех или нескольких определенных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка функций коммерческой инфраструктуры;

- утверждение порядка ведения реестра субъектов оптового рынка;

- 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, обращение которых осуществляется на оптовом рынке, а также оказание услуг, связанных с обращением указанных товаров на оптовом рынке;

- утверждение иных документов, обеспечивающих функционирование эффективной системы оптовой торговли электрической энергией, мощностью, иными товарами и услугами, допущенными к обращению на оптовом рынке в пределах компетенции Партнерства, определяемой Федеральным законом «Об электроэнергетике», правилами оптового рынка электроэнергии и мощности;

- утверждение изменений, вносимых в стандартную форму договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, в регламенты оптового рынка, стандартные формы договоров, обеспечивающих осуществление торговли на оптовом рынке электрической энергией, мощностью, иными товарами, обращение которых осуществляется на оптовом рынке, а также оказание услуг, связанных с обращением указанных товаров на оптовом рынке;

- утверждение порядка досудебного урегулирования споров на оптовом и розничных рынках в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

- утверждение принципов и порядка применения имущественных санкций за нарушение правил оптового рынка;

- направление в адрес субъекта электроэнергетики официального предупреждения о необходимости устранения препятствий доступу организации на оптовый рынок электроэнергии и мощности;

- публикация информации на официальном сайте Партнерства о нарушении субъектом электроэнергетики правил оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности (в том числе создании препятствий доступу организации) на оптовый рынок электроэнергии и мощности);

– направление материалов и документов в федеральный антимонопольный орган для решения им вопроса о возбуждения дела о нарушении антимонопольного законодательства Российской Федерации;

– утверждение порядка осуществления контроля 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;

– прием организаций в Члены Партнерства;

– включение (перевод) Члена Партнерства в состав Палаты Продавцов электроэнергии (соответствующий список), Палаты Покупателей электроэнергии (соответствующий список), Палаты экспертов, Палаты инфраструктурных организаций, а также утверждение актуализированного состава указанных Палат в соответствии с пунктом 7.4. настоящего Устава;

– утверждение Положения о Членах Партнерства;

– исключение Члена Партнерства из Партнерства;

– определение размера и порядка внесения вступительного (единовременного) и текущих (регулярных) членских взносов;

– одобрение сделок по принятию добровольных имущественных членских взносов и пожертвований в имущество Партнерства;

– принятие решения о созыве и проведении Общего собрания Членов Партнерства, за исключением случаев, предусмотренных подпунктом 7.21.5. настоящего Устава;

– утверждение бюджета (сметы расходов и доходов) Партнерства и отчета об исполнении бюджета по предложению Правления Партнерства, а также принятие решения о присоединении прибыли к целевым средствам Партнерства;

– создание рабочих групп, комитетов и комиссий при Наблюдательном совете Партнерства, утверждение положений, определение состава участников, сроков их полномочий и размера вознаграждения;

– утверждение организационной структуры Партнерства по предложению Председателя Правления Партнерства;

– ежегодное назначение Аудитора и определение размера оплаты его услуг;

– утверждение и внесение изменений в Положение и иные документы, обеспечивающие деятельность Третейского суда при Партнерстве, в том числе утверждение и внесение изменений в состав Третейского суда при Партнерстве;

– избрание Председателя Наблюдательного совета Партнерства и прекращение его полномочий;

– определение позиций Партнерства по вопросам повестки дня высшего органа управления юридического лица, в котором Партнерство участвует в уставном (складочном) капитале, либо в соответствии с заключенным между ними договором, либо на ином законном основании имеет возможность определять решения, принимаемые высшим органом управления данного юридического лица;

– определение позиций Партнерства по вопросам повестки дня высшего органа управления юридического лица, в котором Партнерство имеет более 20 (Двадцати) процентов голосующих акций акционерного общества или 20 (Двадцати) процентов уставного капитала общества с ограниченной ответственностью;

- определение кандидатов, подлежащих включению в состав советов директоров (наблюдательных советов) организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и системного оператора;
- осуществление контроля за финансово-хозяйственной деятельностью коммерческого оператора и иных организаций коммерческой инфраструктуры;
- принятие решения об осуществлении Партнерством предпринимательской деятельности или её прекращении;
- избрание заместителя Председателя Наблюдательного совета Партнерства и секретаря Наблюдательного совета Партнерства и прекращение их полномочий;
- представление Общему собранию Членов Партнерства рекомендации по кандидатуре на должность Председателя Правления Партнерства;
- утверждение условий трудовых договоров, заключаемых с Председателем Правления Партнерства и членами Правления Партнерства;
- предварительное одобрение сделок, предусмотренных статьей 27 Федерального закона «О некоммерческих организациях»;
- одобрение сделки (в том числе заем, кредит, залог, поручительство), связанной с приобретением, отчуждением или возможностью отчуждения Партнерством прямо или косвенно имущества, стоимость которого превышает 15 000 000 (Пятнадцать миллионов) рублей;
- одобрение совершения Партнерством каждой последующей сделки вне зависимости от ее суммы, если совокупная стоимость имущества, прямо или косвенно приобретаемого или отчуждаемого по этой сделке, и имущества, прямо или косвенно приобретенного или отчужденного по всем сделкам, которые уже совершены Партнерством и являются взаимосвязанными с этой сделкой превышает 15 000 000 (Пятнадцать миллионов) рублей, с одновременным одобрением Наблюдательным советом Партнерства всех сделок, ранее совершенных и взаимосвязанных с этой сделкой, если указанные сделки не были одобрены ранее.

Взаимосвязанными сделками в понимании настоящего Устава признаются сделки, совершенные Партнерством в течение календарного года с одним и тем же контрагентом.

Положение, указанное в абзаце 1 настоящего подпункта, не распространяется на сделки по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке электрической энергии и мощности:

- принятие решений о применении к Членам Правления Партнерства мер дисциплинарного взыскания и поощрения в соответствии с законодательством Российской Федерации и Положением о Правлении Партнерства;
- определение ответственности Члена Партнерства за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязанностей, в том числе за невнесение или несвоевременное внесение вступительного (единовременного) и текущих (регулярных) членских взносов;
- рассмотрение списка кандидатов, выдвинутых в установленном настоящим Уставом порядке Членами Партнерства для избрания в Наблюдательный совет Партнерства;
- избрание Членов Ревизионной комиссии Партнерства и досрочное прекращение их полномочий;
- избрание Членов Счетной комиссии Партнерства и досрочное прекращение их полномочий;

– принятие решения о присвоении Члену Партнерства статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии, а также о лишении Члена Партнерства статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии;

– иные вопросы, отнесенные к компетенции Наблюдательного совета Партнерства настоящим Уставом, а также вопросы, связанные с целями деятельности Партнерства, предусмотренными пунктом 3.1. настоящего Устава.

Подраздел 2. ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА ПАРТНЕРСТВА

8.2. Членами Наблюдательного совета Партнерства могут быть только физические лица.

8.3. Наблюдательный совет Партнерства состоит из 22 (Двадцати двух) Членов. В соответствии со статьей 33 Федерального закона «Об электроэнергетике» в Наблюдательном совете Партнерства участвуют:

– 8 (Восемь) представителей, уполномоченных Правительством Российской Федерации и назначенных из числа членов Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, депутатов Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации, представителей федеральных органов исполнительной власти и экспертов в области электроэнергетики (далее - Палата представителей органов государственной власти);

– 5 (Пять) представителей Членов Партнерства - продавцов электроэнергии (далее - Палата представителей продавцов электроэнергии), в том числе:

а) 1 (Один) представитель продавцов электрической энергии, владеющих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании атомными станциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 20 тысяч МВт;

б) 1 (Один) представитель продавцов электрической энергии, владеющих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании гидроэлектростанциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 20 тысяч МВт;

в) 2 (Два) представителя продавцов электрической энергии, использующих для ее производства природный газ в качестве основного топлива;

г) 1 (Один) представитель продавцов электрической энергии, использующих для ее производства уголь в качестве основного топлива;

5 (Пять) представителей Членов Партнерства - покупателей электроэнергии (далее - Палата представителей покупателей электроэнергии), в том числе:

а) 2 (Два) представителя избираются Членами Партнерства, включенными в Список А Палаты покупателей электроэнергии;

б) 2 (Два) представителя избираются Членами Партнерства, включенными в Список Б Палаты покупателей электроэнергии;

в) 1 (Один) независимый представитель потребителей электрической энергии на розничных рынках, назначаемый решением Правительства Российской Федерации, не являющийся аффилированным лицом и не входящий в группу лиц ни с одним другим членом Партнерства.

4 (Четыре) представителя Членов Партнерства, обеспечивающих функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка, назнача-

емых решением единоличного исполнительного органа указанных организаций (далее - Палата представителей инфраструктурных организаций), в том числе:

- а) 1 (Один) представитель Партнерства;
- б) 1 (Один) представитель коммерческого оператора;
- в) 1 (Один) представитель системного оператора;
- г) 1 (Один) представитель организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

8.4. Члены Наблюдательного совета Палаты представителей органов государственной власти, а также независимый представитель потребителей электрической энергии на розничных рынках, включаются в состав Наблюдательного совета Партнерства на срок до принятия Правительством Российской Федерации решения о прекращении их полномочий в качестве Члена Наблюдательного совета Партнерства.

Представители Палаты продавцов электроэнергии и Палаты покупателей электроэнергии, за исключением независимого представителя потребителей электрической энергии на розничных рынках, включаются в состав Наблюдательного совета Партнерства на срок до даты избрания Общим собранием Членов Партнерства нового состава Палаты представителей продавцов электроэнергии и Палаты представителей покупателей электроэнергии.

Представители коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка включаются в состав Палаты инфраструктурных организаций на срок действия их полномочий, определяемых решениями соответствующих единоличных исполнительных органов Партнерства, коммерческого оператора, системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Подраздел 3. ИЗБРАНИЕ ЧЛЕНОВ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА ПАРТНЕРСТВА

8.5. Избрание Членов Наблюдательного совета Партнерства в Палату представителей продавцов и Палату покупателей производится на Общем собрании Членов Партнерства путем голосования Членов Партнерства, входящих соответственно в Палату продавцов электроэнергии и Палату покупателей электроэнергии.

8.6. Каждый Член Партнерства, входящий в Палату покупателей электроэнергии или в Палату Продавцов электроэнергии, вправе выдвинуть по 1 (Одному) кандидату для избрания в Наблюдательный совет Партнерства.

Список кандидатов для избрания в Палату представителей продавцов электроэнергии состоит из:

- Списка А кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список А Палаты продавцов электроэнергии;
- Списка Б кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список Б Палаты продавцов электроэнергии;
- Списка В кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список В Палаты продавцов электроэнергии, а также Членами Партнерства, входящими в Список Д Палаты продавцов электроэнергии, с учетом особенностей, предусмотренных абзацем 7 настоящего пункта;

– Списка Г кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список Г Палаты продавцов электроэнергии, а также Членами Партнерства, входящими в Список Д Палаты продавцов электроэнергии, с учетом особенностей, предусмотренных абзацем 7 настоящего пункта.

Член Партнерства, входящий в Список Д Палаты продавцов электроэнергии, должен не позднее чем за 3 (Три) рабочих дня до даты рассмотрения Наблюдательным советом Партнерства списка кандидатов письменно уведомить Партнерство о включении выдвинутого им кандидата в Список В или Список Г Палаты продавцов электроэнергии. В случае отсутствия такого уведомления Наблюдательный совет Партнерства отказывает Члену Партнерства во включении в списки для голосования выдвинутого им кандидата.

Список кандидатов для избрания в Палату представителей покупателей электроэнергии состоит из:

– Списка А кандидатов в Палату представителей покупателей электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список А Палаты покупателей электроэнергии;

– Списка Б кандидатов в Палату представителей покупателей электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список Б Палаты покупателей электроэнергии.

В случае выдвижения Членами Партнерства кандидата в Члены Наблюдательного совета Партнерства, который в соответствии с требованиями Устава Партнерства подлежит включению одновременно:

– в список кандидатов для избрания в Палату представителей продавцов электроэнергии и список кандидатов для избрания в Палату представителей покупателей электроэнергии;

– в Список А и/или Список Б, и/или Список В, и/или Список Г кандидатов для избрания в Палату представителей продавцов электроэнергии;

– в Список А и Список Б кандидатов для избрания в Палату представителей покупателей электроэнергии,

– такой кандидат не менее чем за 3 (Три) рабочих дня до даты рассмотрения Наблюдательным советом Партнерства указанных списков обязан направить в Партнерство заявление о включении его кандидатуры в один (определенный) список.

В случае отсутствия такого заявления Наблюдательный совет Партнерства отказывает Членам Партнерства во включении в списки для голосования выдвинутого ими кандидата.

Один и тот же кандидат в Члены Наблюдательного совета Партнерства не может быть одновременно избран:

– в список кандидатов для избрания в Палату представителей продавцов электроэнергии и список кандидатов для избрания в Палату представителей покупателей электроэнергии;

– в Список А и/или Список Б, и/или Список В, и/или Список Г кандидатов для избрания в Палату представителей продавцов электроэнергии;

– в Список А и Список Б кандидатов для избрания в Палату представителей покупателей электроэнергии.

8.7. Списки кандидатов в Члены Наблюдательного совета Партнерства, указанные в пункте 8.6. настоящего Устава, подлежат рассмотрению Наблюдательным

советом Партнерства при принятии решения о созыве и проведении годового Общего собрания Членов Партнерства.

Решение Наблюдательного совета Партнерства о рассмотрении списков кандидатов в Члены Наблюдательного совета Партнерства должно быть направлено посредством электронной почты Членам Партнерства в течение 10 (Десяти) календарных дней с даты его принятия.

8.8. Голосование на Общем собрании Членов Партнерства по вопросу об избрании Членов Наблюдательного совета Партнерства проводится отдельно:

Члены Партнерства, входящие в Список А Палаты продавцов электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка А кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии;

Члены Партнерства, входящие в Список Б Палаты продавцов электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка Б кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии;

Члены Партнерства, входящие в Список В Палаты продавцов электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка В и Г кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии;

Члены Партнерства, входящие в Список Г Палаты продавцов электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка В и Г кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии;

Члены Партнерства, входящие в Список Д Палаты продавцов электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка В и Г кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии;

Члены Партнерства, входящие в Список А Палаты покупателей электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка А кандидатов в Палату представителей покупателей электроэнергии;

Члены Партнерства, входящие в Список Б Палаты покупателей электроэнергии, голосуют за кандидатов из Списка Б кандидатов в Палату представителей покупателей электроэнергии.

8.9. Голосование на Общем собрании Членов Партнерства по вопросу об избрании Членов Наблюдательного совета Партнерства производится 1 (Одним) бюллетенем.

При избрании нового Члена (новых Членов) Наблюдательного совета в случаях, предусмотренных пунктами 8.12. и 8.14. настоящего Устава, в бюллетень подлежит включению только тот список (Список А или Б, или В, или Г кандидатов в Палату представителей продавцов электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список А или Б, или В, или Г, или Д Палаты продавцов электроэнергии; Список А или Б кандидатов в Палату представителей покупателей электроэнергии, выдвинутых Членами Партнерства, входящими в Список А или Б Палаты покупателей электроэнергии), из которого избирается новый Член (новые Члены) Наблюдательного совета Партнерства.

В бюллетене для голосования напротив фамилии каждого кандидата в Члены Наблюдательного совета Партнерства должны содержаться варианты для голосования («ЗА», «ПРОТИВ», «ВОЗДЕРЖАЛСЯ»).

8.10. Член Партнерства, принимающий участие в голосовании по вопросу избрания Члена Наблюдательного совета Партнерства, вправе:

– голосовать только за кандидатов в Члены Наблюдательного совета Партнерства из Списка кандидатов, определяемого в соответствии с пунктом 8.8 настоящего Устава;

– проголосовать за количество кандидатов в Члены Наблюдательного совета Партнерства, не превышающее установленное настоящим Уставом количество Членов Наблюдательного совета Партнерства – представителей соответствующего Списка. В случае избрания нового Члена (новых Членов) Наблюдательного совета Партнерства Член Партнерства вправе проголосовать за то количество кандидатов в Члены Наблюдательного совета, которое необходимо для достижения установленного настоящим Уставом количества Членов Наблюдательного совета – представителей соответствующего Списка;

– выбрать 1 (Один) из вариантов для голосования («ЗА», «ПРОТИВ», «ВОЗДЕРЖАЛСЯ»);

– отдать за каждого кандидата в Члены Наблюдательного совета Партнерства не более 1 (Одного) голоса.

8.11. Подсчет голосов осуществляется по каждому Списку отдельно.

Голоса Членов Партнерства, отданные за каждого кандидата, суммируются.

Избранными по соответствующему Списку в Наблюдательный совет Партнерства считаются кандидаты, набравшие наибольшее число голосов Членов Партнерства, при этом количество избранных кандидатов не может превышать установленное настоящим Уставом количество Членов Наблюдательного совета – представителей соответствующего Списка.

Если в результате подсчета голосов по соответствующему Списку 2 (Два) и более кандидата набирают равное число голосов Членов Партнерства, что не позволяет сформировать определенное в соответствии с настоящим Уставом количество Членов Наблюдательного совета Партнерства – представителей соответствующего Списка, то в отношении указанных кандидатов проводится повторное голосование в рамках проводимого Общего собрания Членов Партнерства.

8.12. Члены Наблюдательного совета Партнерства, являющиеся аффилированными лицами или группой лиц, не могут составлять более 20 (Двадцати) процентов от общего числа Членов Наблюдательного совета Партнерства.

Счетная комиссия Партнерства на основании информации, в обязательном порядке предоставляемой кандидатами в Члены Наблюдательного совета Партнерства или Членами Наблюдательного совета Партнерства об их вхождении в состав аффилированных лиц или группы лиц, формирует список аффилированных лиц или группы лиц, являющихся Членами Наблюдательного совета Партнерства.

Счетная комиссия Партнерства не позднее 5 (Пяти) рабочих дней до даты проведения Общего собрания Членов Партнерства в повестку дня которого включен вопрос об избрании Членов Наблюдательного совета формирует, оформляет протоколом список аффилированных лиц или группы лиц среди кандидатов в Члены или Членов Наблюдательного совета Партнерства и обеспечивает его направление Членам Партнерства посредством электронной связи.

В случае если при формировании нового Наблюдательного совета Партнерства аффилированные лица или группа лиц составят более 20 (Двадцати) процентов от общего числа Членов Наблюдательного совета Партнерства, результаты голосования Членов Партнерства по вопросу избрания Членов Наблюдательного совета Партнерства признаются недействительными.

Наблюдательный совет Партнерства в прежнем составе в течение 15 (Пятнадцати) календарных дней с даты признания результатов голосования Членов Партнерства по вопросу избрания Членов Наблюдательного совета Партнерства недействительными должен принять решение о созыве внеочередного Общего собрания Членов Партнерства и включить в повестку дня указанного собрания вопрос об избрании Членов Наблюдательного совета Партнерства.

Общее собрание Членов Партнерства, указанное в настоящем пункте Устава, должно быть проведено не позднее 25 (Двадцати пяти) календарных дней с даты принятия Наблюдательным советом Партнерства решения о его созыве.

Подраздел 4. ПРЕКРАЩЕНИЕ ПОЛНОМОЧИЙ ЧЛЕНОВ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА ПАРТНЕРСТВА

8.13. Полномочия избранных Членов Наблюдательного совета Партнерства, входящих в Палату представителей продавцов электроэнергии и Палату представителей покупателей электроэнергии прекращаются с даты избрания новых Членов Наблюдательного совета Партнерства – представителей указанных Членов Партнерства.

8.14. Полномочия Членов Наблюдательного совета Партнерства, избранных в Палату представителей продавцов электроэнергии и Палату представителей покупателей электроэнергии, прекращаются досрочно с даты избрания на их место новых Членов Наблюдательного совета Партнерства по следующим основаниям:

- вхождение Члена Наблюдательного совета Партнерства совместно с другими Членами Наблюдательного совета Партнерства в состав аффилированных лиц или группы лиц и получение ими более 20 (Двадцати) процентов голосов в Наблюдательном совете Партнерства от общего количества голосов Членов Наблюдательного совета Партнерства;
- направление Членом Наблюдательного совета заявления о добровольном выходе из состава Наблюдательного совета Партнерства;
- систематическое (5 (Пять) и более раз подряд) отсутствие Члена Наблюдательного совета Партнерства на заседаниях Наблюдательного совета Партнерства;
- изменение состава Палаты представителей продавцов электроэнергии и/или Палаты представителей покупателей электроэнергии Наблюдательного совета Партнерства, предусмотренного пунктом 4 статьи 33 Федерального закона «Об электроэнергетике».

8.15. При наступлении оснований, предусмотренных пунктами 8.14. настоящего Устава, Наблюдательный совет Партнерства, за исключением Членов Наблюдательного совета Партнерства, являющихся аффилированными лицами или группой лиц и имеющих более 20 (Двадцати) процентов голосов в Наблюдательном совете Партнерства от общего количества голосов Членов Наблюдательного совета Партнерства, обязан принять решение о созыве Общего собрания Членов Партнерства и включить в повестку дня указанного собрания вопрос об избрании нового Члена (новых Членов) Наблюдательного совета Партнерства.

8.16. Общее собрание Членов Партнерства, указанное в пункте 8.15. настоящего Устава, должно быть проведено не позднее 25 (Двадцати пяти) календарных дней с даты принятия Наблюдательным советом Партнерства решения о его созыве.

В срок не позднее, чем за 12 (Двенадцать) календарных дней до даты проведения Общего собрания Членов Партнерства Член Партнерства, входящий в тот же

Список, полномочия представителя которого подлежат досрочному прекращению, вправе выдвинуть по 1 (Одному) кандидату для избрания Члена (Членов) Наблюдательного совета Партнерства.

Выдвинутые кандидаты в Наблюдательный совет Партнерства подлежат включению в бюллетень для голосования на Общем собрании Членов Партнерства

8.17. Председатель Наблюдательного совета Партнерства может направить в Правительство Российской Федерации ходатайство о назначении в состав Наблюдательного совета Партнерства иного уполномоченного представителя при систематическом (5 (Пять) и более раз подряд) отсутствии Члена Наблюдательного совета Партнерства, входящего в Палату представителей государственных органов, на заседаниях Наблюдательного совета.

Председатель Наблюдательного совета Партнерства может направить в Правительство Российской Федерации ходатайство о назначении в состав Наблюдательного совета Партнерства иного независимого представителя потребителей электрической энергии на розничных рынках при систематическом (5 (Пять) и более раз подряд) отсутствии Члена Наблюдательного совета Партнерства - независимого представителя потребителей электрической энергии на розничных рынках, на заседаниях Наблюдательного совета.

Председатель Наблюдательного совета Партнерства направляет соответственно коммерческому оператору, системному оператору или организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью ходатайство о назначении в состав Наблюдательного совета Партнерства иного уполномоченного представителя при систематическом (5 (Пять) и более раз подряд) отсутствии на заседаниях Наблюдательного совета Члена Наблюдательного совета Партнерства, входящего в Палату представителей инфраструктурных организаций.

Подраздел 5. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЗАСЕДАНИЙ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА ПАРТНЕРСТВА

8.18. Председатель Наблюдательного совета Партнерства избирается Наблюдательным советом Партнерства из числа его Членов. Председатель Наблюдательного совета Партнерства организует его работу, созывает заседания Наблюдательного совета Партнерства и председательствует на них, организует на заседаниях ведение протокола, председательствует на Общих собраниях Членов Партнерства и выполняет иные полномочия, указанные в соответствующем Положении, утвержденном Общим собранием Членов Партнерства.

8.19. Любой Член Наблюдательного совета Партнерства вправе выдвинуть из состава Членов Наблюдательного совета Партнерства по 1 (Одному) кандидату на должность Председателя Наблюдательного совета Партнерства и на должность заместителя Председателя Наблюдательного совета Партнерства, а также поставить вопрос о прекращении полномочий Председателя Наблюдательного совета Партнерства, заместителя Председателя Наблюдательного совета Партнерства.

Решение об избрании и прекращении полномочий Председателя Наблюдательного совета Партнерства принимаются Наблюдательным советом Партнерства квалифицированным большинством в 2/3 (Две трети) голосов от общего числа Членов Наблюдательного совета Партнерства.

Решения об избрании и прекращении полномочий заместителя Председателя Наблюдательного совета Партнерства принимаются Наблюдательным советом Парт-

нерства квалифицированным большинством в 2/3 (Две трети) голосов от общего числа Членов Наблюдательного совета Партнерства.

Председателю Наблюдательного совета Партнерства выплачивается вознаграждение, размер и порядок выплаты которого определяются решением Наблюдательного совета Партнерства. При принятии указанного решения Председатель Наблюдательного совета Партнерства не принимает участие в голосовании.

В случае отсутствия Председателя Наблюдательного совета Партнерства его функции выполняет заместитель Председателя Наблюдательного совета Партнерства.

В случае отсутствия Председателя и заместителя Председателя Наблюдательного совета Партнерства функции Председателя Наблюдательного совета Партнерства выполняет 1 (Один) из Членов Наблюдательного совета Партнерства, избираемый квалифицированным большинством в 2/3 (Две трети) голосов от числа Членов Наблюдательного совета Партнерства, присутствующих на заседании.

8.20. Заседания Наблюдательного совета Партнерства должны проводиться по мере необходимости, но не реже 1 (Одного) раза в квартал.

Заседания Наблюдательного совета Партнерства могут быть созваны Председателем Наблюдательного совета Партнерства по его собственной инициативе, по инициативе Члена Партнерства, Члена Наблюдательного совета Партнерства, Председателя Правления Партнерства.

8.21. Кворум для проведения заседаний Наблюдательного совета Партнерства составляет более половины Членов Наблюдательного совета Партнерства, при условии присутствия не менее чем по 1 (Одному) Члену Наблюдательного совета Партнерства из Палаты представителей продавцов электроэнергии и Палаты представителей покупателей электроэнергии.

8.22. При проведении заседания Наблюдательного совета Партнерства Счетная комиссия Партнерства перед началом голосования по вопросам его повестки объявляет количество голосов, которыми обладают Члены Наблюдательного совета Партнерства, являющиеся аффилированными лицами или группой лиц.

Заседание Наблюдательного совета Партнерства должно быть прервано и должно быть созвано новое заседание Наблюдательного совета Партнерства в порядке, предусмотренном настоящим Уставом, если Члены Наблюдательного совета Партнерства, являющиеся аффилированными лицами или группой лиц составят более 20 (Двадцати) процентов от числа Членов Наблюдательного совета Партнерства, присутствующих на данном заседании.

8.23. На заседании Наблюдательного совета Партнерства каждый Член Наблюдательного совета Партнерства обладает 1 (Одним) голосом. Передача полномочий 1 (Одним) Членом Наблюдательного совета Партнерства другим его Членам или третьим лицам не допускается.

8.24. Решение Наблюдательного совета Партнерства по вопросам его компетенции, за исключением вопросов об избрании Членов Ревизионной комиссии Партнерства и Членов Счетной комиссии Партнерства, считается принятым, если:

за него проголосовало простое большинство Членов Наблюдательного совета Партнерства, принимающих участие в заседании;

ни одна из палат Наблюдательного совета Партнерства единогласно (100 (Сто) процентов голосов участвующих в заседании лиц, входящих в состав соответствующей Палаты в Наблюдательном совете Партнерства) не проголосовала против принимаемого решения Наблюдательным советом Партнерства (далее – право вето);

ни представитель системного оператора, ни представитель организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, ни представитель коммерческого оператора не проголосовал против принимаемого решения Наблюдательным советом (воспользовался правом вето) по вопросам исключительной компетенции Наблюдательного совета Партнерства, изложенным в подпунктах 3 - 6 пункта 8.1. настоящего Устава.

Вопрос, решение по которому не было принято в связи с использованием Членами Наблюдательного совета Партнерства права вето, может быть повторно вынесен на очное заседание Наблюдательного совета Партнерства.

Решение по такому вопросу при повторном вынесении считается принятым, если за его принятие проголосовали 2/3 (Две трети) от присутствующих на заседании Членов Наблюдательного совета Партнерства, при условии соблюдения пункта 8.21. настоящего Устава.

8.25. Заседание Наблюдательного совета Партнерства может быть проведено в форме совместного присутствия Членов Наблюдательного совета Партнерства или путем проведения заочного голосования (опросным путем).

8.26. Уведомление о проведении заседания Наблюдательного совета Партнерства, материалы по вопросам повестки заседания Наблюдательного совета Партнерства, бюллетени (в случаях проведения заочного голосования) направляются каждому Члену Наблюдательного совета Партнерства посредством электронной и/или почтовой и/или иной связи не позднее 10 (Десяти) календарных дней до даты проведения заседания Наблюдательного совета Партнерства (окончания срока приема бюллетеней для голосования), если иное не установлено решением Наблюдательного совета Партнерства.

8.27. На заседании Наблюдательного совета Партнерства ведется протокол. Протокол заседания Наблюдательного совета Партнерства подписывается председательствующим и Секретарем заседания Наблюдательного совета Партнерства, которые несут ответственность за правильность его составления. К протоколу прилагаются все материалы по вопросам повестки заседания.

В качестве вспомогательного материала при оформлении протокола заседания Наблюдательного совета Партнерства может использоваться аудиозапись хода заседания.

Протокол заседания Наблюдательного совета Партнерства направляется Членам Наблюдательного совета Партнерства в течение 15 (Пятнадцати) календарных дней с даты проведения заседания Наблюдательного совета Партнерства.

Обработку бюллетеней и подсчет голосов при проведении Наблюдательного совета Партнерства осуществляет Счетная комиссия Партнерства. Результаты голосования Членов Наблюдательного совета Партнерства оформляются протоколом Счетной комиссии Партнерства. К протоколу Счетной комиссии Партнерства прилагаются подписанные Членами Наблюдательного совета Партнерства бюллетени для голосования.

Подраздел 6. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЧЛЕНОВ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА ПАРТНЕРСТВА

8.28. Члены Наблюдательного совета Партнерства при осуществлении своих прав и исполнении своих обязанностей должны действовать в интересах Партнерства,

осуществлять свои права и исполнять обязанности в отношении Партнерства добросовестно и разумно.

8.29. Члены Наблюдательного совета Партнерства несут ответственность перед Партнерством за убытки, причиненные Партнерству их виновными действиями (бездействием), если иные основания и размер ответственности не установлены законодательством Российской Федерации.

При этом не несут ответственности Члены Наблюдательного совета Партнерства, голосовавшие против решения, которое повлекло причинение Партнерству убытков, или не принимавшие участия в голосовании.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Правила функционирования розничных рынков в переходный период утверждены постановлением Правительства Российской Федерации № 530 от 31 августа 2006 года "Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики" (Правила розничных рынков).

Помимо этого, отношения на розничных рынках регулируются следующими постановлениями Правительства РФ и приказами ФСТ России:

– Приказ Федеральной службы по тарифам от 21 августа 2007 г. № 166-э/1 «Об утверждении Правил определения стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой на розничном рынке по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии»;

– Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)»;

– Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации»;

– Постановление Правительства РФ от 28 июня 2008 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»;

– Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа ...»;

– Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ»;

– Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПАЛАТА ПРОДАВЦОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОСТОИТ ИЗ СПИСКА А, СПИСКА Б, СПИСКА В, СПИСКА Г И СПИСКА Д

В Список А Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Ассоциации - поставщики электроэнергии, владеющие на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании атомными станциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 20 000 (Двадцать тысяч) МВт.

В Список Б Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Ассоциации - поставщики электроэнергии, владеющие на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании гидроэлектростанциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности превышает 20 000 (Двадцать тысяч) МВт.

В Список В Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Ассоциации - поставщики электроэнергии, у которых объем продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании), основным видом топлива для которого является природный газ, является наибольшим по отношению к объему продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании) с отличным от природного газа основным видом топлива. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Ассоциации к соответствующему Списку Палаты продавцов электроэнергии.

В Список Г Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Ассоциации - поставщики электроэнергии, у которых объем продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании), основным видом топлива для которого является уголь, является наибольшим по отношению к объему продажи электроэнергии на оптовом рынке, произведенной с использованием генерирующего оборудования (принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании) с отличным от угля основным видом топлива. Периодом для определения указанного объема является 12 (Двенадцать) месяцев, предшествующих месяцу принятия решения об отнесении Члена Ассоциации к соответствующему Списку Палаты продавцов электроэнергии.

В Список Д Палаты продавцов электроэнергии включаются Члены Ассоциации - поставщики электрической энергии, не относящиеся к Спискам А, Б, В и Г Палаты продавцов электроэнергии.

СПИСОК ЧЛЕНОВ АССОЦИАЦИИ, ВКЛЮЧЕННЫХ В ПАЛАТУ ПРОДАВЦОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 17 МАЯ 2021 ГОДА

Список А:

1. Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»

Список Б:

1. Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро»

Список В:

1. Акционерное общество «ГСР ТЭЦ»
2. Акционерное общество «ГТ Энерго»
3. Акционерное общество «Интер РАО – Электрогенерация»
4. Акционерное общество «КРЫМТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ»
5. Акционерное общество «Нижневартовская ГРЭС»
6. Акционерное общество «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»
7. Акционерное общество «РАО Энергетические системы Востока»
8. Акционерное общество «Саровская Генерирующая Компания»
9. Акционерное общество «Татэнерго»
10. Акционерное общество «ТГК - 16»
11. Акционерное общество «Юго-Западная ТЭЦ»
12. Государственное энергетическое, энергоснабжающее и энергораспределительное предприятие Вологодской области «Вологдаоблкоммунэнерго»
13. Общество с ограниченной ответственностью «Автозаводская ТЭЦ»
14. Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»
15. Общество с ограниченной ответственностью «Внешнеэкономическое объединение «Технопромэкспорт»
16. Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонская тепловая генерация»
17. Общество с ограниченной ответственностью «Дагестанэнерго»
18. Общество с ограниченной ответственностью «Дорогобужская ТЭЦ»
19. Общество с ограниченной ответственностью «Западно-Сибирский Нефтехимический Комбинат»
20. Общество с ограниченной ответственностью «Камышинская ТЭЦ»
21. Общество с ограниченной ответственностью «Курганская ТЭЦ»
22. Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»
23. Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»
24. Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»
25. Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»
26. Общество с ограниченной ответственностью «Нижекамская ТЭЦ»
27. Общество с ограниченной ответственностью «Ново-Рязанская ТЭЦ»

28. Общество с ограниченной ответственностью «Ново-Салаватская ТЭЦ»
29. Общество с ограниченной ответственностью «Ноябрьская парогазовая электрическая станция»
30. Общество с ограниченной ответственностью «Ситиэнерго»
31. Общество с ограниченной ответственностью «Тверская генерация»
32. Общество с ограниченной ответственностью «Тепловая генерация г.Волжского»
33. Общество с ограниченной ответственностью «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»
34. Общество с ограниченной ответственностью «Шахтинская Газотурбинная Электростанция»
35. Общество с ограниченной ответственностью «Щекинская ГРЭС»
36. Публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии»
37. Публичное акционерное общество «Квадра - Генерирующая компания»
38. Публичное акционерное общество «Т Плюс»
39. Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 2»
40. Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 1»
41. Публичное акционерное общество «Фортум»
42. Публичное акционерное общество «Химпром»
43. Публичное акционерное общество «Энел Россия»
44. Публичное акционерное общество «Юнипро»
45. Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Мос-энерго»
46. Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Передвижная энергетика»

Список Г:

1. Акционерное общество «Барнаульская генерация»
2. Акционерное общество «Барнаульская ТЭЦ-3»
3. Акционерное общество «Бийскэнерго»
4. Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»
5. Акционерное общество «Енисейская территориальная генерирующая компания (ТГК-13)»
6. Акционерное общество «Кемеровская генерация»
7. Акционерное общество «Красноярская ТЭЦ-1»
8. Акционерное общество «Кузнецкая ТЭЦ»
9. Акционерное общество «Назаровская ГРЭС»
10. Акционерное общество «Ново-Кемеровская ТЭЦ»
11. Акционерное общество «Русатом Инфраструктурные Решения»
12. Акционерное общество «Сибирская энергетическая компания»
13. Акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 11»
14. Акционерное общество «Томская генерация»
15. Кузбасское акционерное общество энергетики и электрификации
16. Общество с ограниченной ответственностью «Байкальская энергетическая компания»

17. Общество с ограниченной ответственностью «Воркутинские ТЭЦ»
18. Общество с ограниченной ответственностью «Кумертауская ТЭЦ»
19. Общество с ограниченной ответственностью «Приморская ГРЭС»
20. Публичное акционерное общество «Курганская генерирующая компания»
21. Публичное акционерное общество «Приаргунское производственное горно-химическое объединение»
22. Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 14»
23. Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС»

Список Д:

1. Акционерное общество «Алтай-кокс»
2. Акционерное общество «Ветроэнергетическая отдельная генерирующая компания»
3. Акционерное общество «ЕвроСибЭнерго»
4. Акционерное общество «Нижне-Бурейская ГЭС»
5. Акционерное общество «Солнечный ветер»
6. Общество с ограниченной ответственностью «Абаканская СЭС»
7. Общество с ограниченной ответственностью «Авелар Солар Технолоджи»
8. Общество с ограниченной ответственностью «Бугульчанская солнечная электростанция»
9. Общество с ограниченной ответственностью «Второй Ветропарк ФРВ»
10. Общество с ограниченной ответственностью «ВЭС «Бриз»
11. Общество с ограниченной ответственностью «Грин Энерджи Рус»
12. Общество с ограниченной ответственностью «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
13. Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»
14. Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»
15. Общество с ограниченной ответственностью «Первый Ветропарк ФРВ»
16. Общество с ограниченной ответственностью «Пятая проектная компания»
17. Общество с ограниченной ответственностью «РОСМИКС»
18. Общество с ограниченной ответственностью «Самарская Солнечная Электростанция»
19. Общество с ограниченной ответственностью «Сан Проджектс 2»
20. Общество с ограниченной ответственностью «Сан Проджектс»
21. Общество с ограниченной ответственностью «Санлайт Энерджи»
22. Общество с ограниченной ответственностью «Седьмой Ветропарк ФРВ»
23. Общество с ограниченной ответственностью «Солнечная Генерация»
24. Общество с ограниченной ответственностью «Стар Проджектс»
25. Общество с ограниченной ответственностью «Тераватт»
26. Общество с ограниченной ответственностью «Третий Ветропарк ФРВ»
27. Общество с ограниченной ответственностью «Четвертый Ветропарк ФРВ»

28. Общество с ограниченной ответственностью «Шестая проектная компания»
29. Общество с ограниченной ответственностью «Эко Энерджи Рус»
30. Общество с ограниченной ответственностью «Энергоэффект ДБ»
31. Публичное акционерное общество «Богучанская ГЭС»
32. Публичное акционерное общество «Якутскэнерго»

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

АО "Барнаульская теплосетевая компания": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ

Полное наименование: АО "Барнаульская теплосетевая компания"

ИНН: 2224152780

Вид деятельности (по ОКВЭД): 35.30.2 - Передача пара и горячей воды (тепловой энергии)

Форма собственности: 16 - Частная собственность

Организационно-правовая форма: 12247 - Публичные акционерные общества

Отчетность составлена в **тысячах рублей**

Формат отчетности: полная

Бухгалтерская отчетность за 2011-2019 гг.

Ниже приведена отчетность организации по формам, утвержденным Минфином РФ, которую организация представила в ФНС и Росстат за ряд лет. На графиках мы дополнительно отобразили динамику некоторых показателей отчетности.

Бухгалтерский баланс

Наименование показателя	Код	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										
Основные средства	1150	618 925	552 027	267 358	214 000	234 568	772 071	949 694	1 006 113	0
Отложенные налоговые активы	1180	245 828	251 868	291 391	342 000	342 830	226 555	112 758	8 868	0
Прочие внеоборотные активы	1190	2 564 243	1 433 351	1 493 068	0	502	1 086	24 816	25 583	0
Итого по разделу I	1100	3 428 996	2 237 246	2 051 817	556 000	577 900	999 712	1 087 268	1 040 564	0
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ										
Запасы	1210	21 685	12 747	14 695	14 000	15 938	45 734	63 456	51 454	0
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	5 282	532	183	4 000	3 613	2 946	5 493	0	0
Дебиторская задолженность	1230	433 203	194 821	368 436	197 000	97 061	1 130 826	646 497	77 759	0
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	0	0	0	2 000	0	0	0	0	0
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	1 110	1 110	1 135	1 000	1 887	56 398	154 842	2 017	0

ты										
Прочие оборотные активы	1260	1 875	3 904	219	0	228	1 486	535	0	0
Итого по разделу II	1200	463 155	213 114	384 668	218 000	118 727	1 237 390	870 823	131 230	0
БАЛАНС	1600	3 892 151	2 450 360	2 436 485	774 000	696 627	2 237 102	1 958 091	1 171 794	0
ПАССИВ										
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ										
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	100 000	100 000	100 000	0
Резервный капитал	1360	4 500	4 500	4 500	0	0	0	0	0	0
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	338 343	162 375	192 218	(115 000)	(63 106)	(10 506)	466 666	907 877	0
Итого по разделу III	1300	432 843	256 875	286 718	(25 000)	26 894	89 494	566 666	1 007 877	0
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА										
Заемные средства	1410	0	0	0	0	46 000	1 177 297	534 000	6 200	0
Прочие обязательства	1450	1 440 761	1 228 743	1 467 972	325 000	0	0	0	0	0
Итого по разделу IV	1400	1 440 761	1 228 743	1 467 972	325 000	46 000	1 177 297	534 000	6 200	0
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА										
Заемные средства	1510	1 609 076	480 305	30 233	0	0	349 895	350 000	0	0
Кредиторская задолженность	1520	258 001	346 666	498 973	458 000	615 729	603 471	483 176	153 227	0
Оценочные обязательства	1540	19 122	14 614	14 570	16 000	8 004	16 945	24 249	4 490	0
Прочие обязательства	1550	132 348	123 157	138 019	0	0	0	0	0	0
Итого по разделу V	1500	2 018 547	964 742	681 795	474 000	623 733	970 311	857 425	157 717	0
БАЛАНС	1700	3 892 151	2 450 360	2 436 485	774 000	696 627	2 237 102	1 958 091	1 171 794	0

Далее рассчитаны 3 показателя, на которые следует обращать внимание пользователям отчетности в первую очередь.

Финансовый показатель	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012
Чистые активы	432 843	256 875	286 718	(25 000)	26 894	89 494	566 666	1 007 877
Коэффициент автономии (норма: 0,5 и более)	0.11	0.1	0.12	-0.03	0.04	0.04	0.29	0.86
Коэффициент текущей ликвидности (норма: 1,5-2 и выше)	0.2	0.2	0.6	0.5	0.2	1.3	1	0.8

Отчет о финансовых результатах (прибылях и убытках)

Перечень доходов, расходов и финансовые результаты приведен в соответствии с официально утвержденной Минфином формой (Приказ Минфина РФ от 02.07.2010 N 66н).

Наименование показателя	Код	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Выручка	2110	1 715 575	1 962 885	1 590 000	1 188 000	824 803	3 504 060	3 137 630	102 080	0
Себестоимость продаж	2120	(1 592 156)	(1 590 514)	(1 307 000)	(1 236 000)	(1 146 180)	(3 863 785)	(3 547 282)	(117 715)	(0)
Валовая прибыль (убыток)	2100	123 419	372 371	283 000	(48 000)	(321 377)	(359 725)	(409 652)	(15 635)	0
Коммерческие расходы	2210	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(2 586)	(0)
Прибыль (убыток) от продаж	2200	123 419	372 371	283 000	(48 000)	(321 377)	(359 725)	(409 652)	(18 221)	0
Проценты к получению	2320	53	5 724	6 000	0	93	2 346	3 125	3 533	0
Проценты к уплате	2330	(63 700)	(12 836)	(0)	(5 000)	(48 653)	(118 032)	(23 999)	(23)	(0)
Прочие доходы	2340	144 515	161 549	120 000	23 000	17 439	22 020	2 794	9 602	0
Прочие расходы	2350	(16 809)	(15 143)	(14 000)	(20 000)	(343 961)	(154 298)	(117 347)	(17 242)	(0)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	187 478	511 665	395 000	(50 000)	(696 459)	(607 689)	(545 079)	(22 351)	0
Налог на прибыль	2410	(13 023)	(77 382)	(33 000)	0	0	0	0	0	0
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	2411	(4 803)	(37 403)	(33 000)*	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
отложенный налог на прибыль	2412	(8 220)	(39 979)	0	0	0	0	0	0	0
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	0	0	3 000	(4 000)	(5 353)	4 643	3 502	(11 095)	0
Изменение отложенных налоговых активов	2450	0	0	(41 000)	3 000	139 091	106 472	100 567	15 268	0
Прочее	2460	1 513	628	(13 000)	0	1 351	6 017	(179)	(1)	0
Чистая прибыль (убыток)	2400	175 968	434 911	311 000	(51 000)	(561 370)	(490 557)	(441 189)	(18 179)	0
СПРАВОЧНО										
Совокупный финансовый результат периода	2500	175 968	434 911	311 000	(51 000)	(561 370)	(490 557)	(441 189)	(18 179)	0

Краткий анализ финансовых результатов

Финансовые показатели, а также основные показатели рентабельности по годам отображены на графике и приведены в следующей таблице:

Финансовый показатель	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
ЕВИТ	251 178	524 501	395 000	-45 000	-647 806	-489 657	-521 080	-22 328
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки)	7.2%	19%	17.8%	-4%	-39%	-10.3%	-13.1%	-17.8%
Рентабельность собственного капитала (ROE)	51%	160%	238%	-5385%	-965%	-150%	-56%	-4%
Рентабельность активов (ROA)	5.5%	17.8%	19.4%	-6.9%	-38.3%	-23.4%	-28.2%	-3.1%

Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Денежные потоки от текущих операций									
Поступления — всего	4110	1 644 972	1 970 823	1 835 000	1 151 375	1 441 671	3 719 987	3 253 350	314 735
в том числе:									
от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	1 605 295	1 912 815	1 769 000	1 092 701	1 274 638	3 690 751	3 122 301	3 261
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	2 101	4 245	7 000	10 552	39 486	1 324	2 423	120 016
прочие поступления	4119	37 576	53 763	59 000	48 122	127 547	27 912	128 626	191 458
Платежи — всего	4120	(2 098 139)	(1 794 255)	(1 795 000)	(1 045 999)	(1 065 089)	(4 380 066)	(3 898 264)	(63 989)
в том числе:									
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(1 400 591)	(1 178 225)	(1 302 000)	(749 674)	(766 283)	(3 763 509)	(3 611 305)	(38 761)
в связи с оплатой труда работников	4122	(438 622)	(403 291)	(247 000)	(226 518)	(222 666)	(314 904)	(122 328)	(674)
процентов по долговым обязательствам	4123	(62 683)	(12 294)	(1 000)	(5 415)	(13 261)	(118 032)	(23 999)	(23)
налога на прибыль организаций	4124	(49 273)	(45 156)	(72 000)	(0)	(0)	(0)	(20 243)	(11 692)
прочие платежи	4129	(146 970)	(155 289)	(173 000)	(64 392)	(62 879)	(183 621)	(120 389)	(12 839)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	(453 167)	176 568	40 000	105 376	376 582	(660 079)	(644 914)	250 746
Денежные потоки от инвестиционных операций									
Поступления — всего	4210	0	6 536	6 000	92	0	0	0	191 403
в том числе:									
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	0	861	0	0	0	0	0	0
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	0	0	0	0	0	0	0	188 310
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	0	5 675	6 000	92	0	0	0	3 093

Платежи — всего	4220	(674 587)	(241 530)	(83 000)	(60 270)	(19 449)	(81 557)	(80 061)	(446 332)
в том числе:									
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(674 587)	(167 913)	(77 000)	(58 223)	(19 449)	(81 557)	(80 061)	(258 022)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(0)	(73 617)	(6 000)	(2 047)	(0)	(0)	(0)	(188 310)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	(674 587)	(234 994)	(77 000)	(60 178)	(19 449)	(81 557)	(80 061)	(254 929)
Денежные потоки от финансовых операций									
Поступления — всего	4310	1 127 754	523 148	38 000	46 000	123 600	2 700 495	940 000	6 200
в том числе:									
получение кредитов и займов	4311	1 127 754	523 148	38 000	46 000	123 600	2 700 495	940 000	6 200
Платежи — всего	4320	(0)	(464 747)	(1 000)	(92 000)	(535 244)	(2 057 303)	(62 200)	(0)
на уплату дивидендов и иных платежей	4322	(0)	(464 747)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
по распределению прибыли в пользу собственников (участников) в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(0)	(0)	(0)	(92 000)	(535 244)	(2 057 303)	(62 200)	(0)
прочие платежи	4329	(0)	(0)	(1 000)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	1 127 754	58 401	37 000	(46 000)	(411 644)	643 192	877 800	6 200
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	0	(25)	0	(802)	(54 511)	(98 444)	152 825	2 017
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	1 110	1 135	0	0	0	0	0	0
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	1 110	1 110	0	0	0	0	0	0

Отчет об изменении капитала за год

Наименование показателя	Код	Уставный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль	Итого
-------------------------	-----	------------------	-------------------	--------------------------	-------

							(непокрытый убыток)		
Величина капитала на 31.12.18		3200	90 000		4 500		162 375		256 875
За 2019		3310	0		0		175 968		175 968
Увеличение капитала — всего:									
в том числе:		3311	х		х		175 968		175 968
чистая прибыль									
Величина капитала на 31.12.19		3300	90 000		4 500		338 343		432 843
Наименование показателя	Код	31.12.19	31.12.18	31.12.17	31.12.16	31.12.15	31.12.14	31.12.13	31.12.12
Чистые активы	3600	432 843	256 875	286 718	(25 000)	26 894	89 494	566 666	1 007 877
Показатель		Сравнение показателей за 2018 год							
		с отраслевыми (35.30.2 "Передача пара и горячей воды (тепловой энергии)", 22 организации с выручкой 800 млн. - 2 млрд. руб.)				с общероссийскими (16 тыс. организаций с выручкой 800 млн. - 2 млрд. руб.)			
1. Финансовая устойчивость									
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)		0,11 0,12				0,11 0,22			
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами		-6,5 -0,7				-6,5 0,1			
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций		0,5 0,4				0,5 0,4			
2. Платежеспособность									
2.1. Коэффициент текущей ликвидности		0,2 0,7				0,2 1,3			
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности		0,2 0,6				0,2 0,9			
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности		0,0005 0,02				0,0005 0,1			
3. Эффективность деятельности									
3.1. Рентабельность продаж		7,2% 2,4%				7,2% 3,1%			
3.2. Норма чистой прибыли		10,3% 0,1%				10,3% 1,6%			
3.3. Рентабельность активов		5,5% 0%				5,5% 4,4%			

Итоговый балл	-0,2 Финансовое состояние организации хуже среднего по отрасли.	-0,4 Финансовое состояние организации хуже среднего по РФ.
----------------------	--	---

Сравнительный финансовый анализ показателей АО "Барнаульская теплосетевая компания" за 2018 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей АО "Барнаульская теплосетевая компания" за 2018 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за 2018 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели 22 организации с выручкой 800 млн. - 2 млрд. руб., занимающиеся видом деятельности "Передача пара и горячей воды (тепловой энергии)" (код по ОКВЭД2 35.30.2). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	АО "Барнаульская теплосетевая компания", 2018 г.	Отраслевые показатели, 2018 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,11	$\leq 0,05$	0,12	$\geq 0,5$
	Значение коэффициента хуже среднеотраслевого, не менее половины аналогичных предприятий имеют большую долю собственных средств в капитале. Дисбаланс в пользу заемных средств снижает финансовую устойчивость. Рекомендуем увеличить собственный капитал на 23086 тыс. руб., чтобы он составил 12% от общего капитала организации.			
Коэффициент обеспеченности собственными обо-	-6,47	$\leq -1,29$	-0,68	$\geq -0,09$

ротными средствами	Отрицательное значение коэффициента вызвано тем, что величина внеоборотных активов организации превышает собственный капитал. Соответственно, часть внеоборотных и все оборотные активы профинансированы за счет заемного капитала.			
Коэффициент обеспеченности запасов	-138,17	$\leq -29,36$	-8,26	$\geq -1,35$
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Как и в случае с коэффициентом обеспеченности собственными оборотными средствами, отрицательное значение обусловлено тем, что внеоборотные активы больше собственного капитала.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,48	$\leq 0,09$	0,37	$\geq 0,63$
	Значительная доля собственного и долгосрочного заемного капитала в общем капитале организации обеспечила коэффициент покрытия инвестиций, превосходящий среднеотраслевой.			

1.2. Платежеспособность АО "Барнаульская теплосетевая компания"

Показатели	АО "Барнаульская теплосетевая компания", 2018 г.	Отраслевые показатели, 2018 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	0,23	$\leq 0,47$	0,69	$\geq 1,04$
	Соотношение оборотных активов и краткосрочных обязательств значительно хуже, чем у подавляющего большинства (не менее 75%) аналогичных организаций. Это угрожает платежеспособности организации в долгосрочной и среднесрочной перспективе.			
Коэффициент быстрой ликвидности	0,22	$\leq 0,4$	0,61	$\geq 0,86$
	Соотношение ликвидных активов и краткосрочных обязательств значительно хуже среднеотраслевых показателей, что может привести к утрате платежеспособности в среднесрочной перспективе.			

Коэффициент абсолютной ликвидности	0	≤ 0	0,02	$\geq 0,05$
	Краткосрочные обязательства обеспечены высоколиквидными активами значительно хуже, чем у $\frac{3}{4}$ аналогичных предприятий. Это может привести к проблемам погашения наиболее срочных обязательств.			

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ

Полное наименование: АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"

ИНН: 2221008019

Вид деятельности (по ОКВЭД): 35.14 - Торговля электроэнергией

Форма собственности: 49 - Иная смешанная российская собственность

Организационно-правовая форма: 12200 - Акционерные общества

Отчетность составлена в **тысячах рублей**

Формат отчетности: полная

Бухгалтерская отчетность за 2011-2020 гг.

Ниже представлена бухгалтерская (финансовая) отчетность организации, полученная из официальных источников – ФНС и Росстата. Под таблицами отображено наглядное изменение важнейших показателей, а также рассчитаны ключевые финансовые коэффициенты.

В бухгалтерской отчетности организации содержатся сведения о том, что она была проверена аудиторской фирмой ООО АУДИТОРСКАЯ ФИРМА "КОНСАЛТИНГ-АУДИТ" (ИНН 2221218263, ОГРН 1152225002775). Выводы аудиторов относительно достоверности отчетности можно найти в аудиторском заключении.

Бухгалтерский баланс

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											
Нематериальные активы	1110	9 962	13 108	0	0	0	0	0	0	0	0
Основные средства	1150	51 454	56 638	34 655	33 319	31 959	33 083	36 931	44 726	46 630	51 594
Финансовые вложения	1170	0	510 575	0	0	0	0	0	0	0	0
Отложенные налоговые активы	1180	1 352	1 892	86	84	10	6	0	0	0	0
Прочие внеоборотные активы	1190	0	0	0	0	744	470	0	0	2 520	2 547
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											
Запасы	1210	3 718	1 544	142	150	2 987	4 485	5 582	6 212	9 705	4 046
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	2	4	4	4	141	7	0	0	0	1
Дебиторская задолженность	1230	488 318	539 651	1 130 076	1 100 267	1 040 673	824 135	805 659	667 094	599 531	280 357
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	431 223	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	6 772	7 681	6 846	33 234	78 870	108 220	44 270	14 496	27 713	21 525
Прочие оборотные активы	1260	7 088	8 536	16 989	13 590	0	0	0	0	0	0
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											
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	9 134	9 134	9 134	9 134	9 134	9 134	9 134	9 134	9 134	9 134
Переоценка внеоборотных активов	1340	24 294	24 294	45 168	45 168	0	0	0	0	0	0
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	0	0	0	0	45 168	45 168	45 168	45 168	45 168	45 168

Резервный капитал	1360	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	147 225	89 555	36 102	31 628	30 202	29 830	29 857	28 994	28 283	27 423
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											
Отложенные налоговые обязательства	1420	5 393	1 151	290	476	0	0	0	0	0	0
Итого по разделу IV	1400	5 393	1 151	290	476	0	0	0	0	0	0
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Заемные средства	1510	88 556	433 953	503 676	303 794	450 000	375 315	370 000	256 586	263 000	0
Кредиторская задолженность	1520	716 446	570 092	592 143	788 163	618 595	508 674	435 998	390 361	338 229	276 060
Оценочные обязательства	1540	6 556	9 165	0	0	0	0	0	0	0	0
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

Краткий анализ баланса

Изменение капитала и резервов (итог третьего раздела баланса), а также сумма внеоборотных и всех активов организации:

Финансовый показатель	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Чистые активы	182 938	125 268	92 689	88 215	86 789	86 417	86 444	85 581	84 870	84 010
Коэффициент автономии (норма: 0,5 и более)	0.18	0.11	0.08	0.07	0.08	0.09	0.1	0.12	0.12	0.23
Коэффициент текущей ликвидности (норма: 1,5-2 и выше)	1.2	0.6	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1

Отчет о финансовых результатах (прибылях и убытках)

Финансовые результаты представлены в стандартном виде, по форме, утвержденной Приказом Минфина РФ от 02.07.2010 N 66н. Иногда имеет место ситуация, когда цифры в отчетности, сданной в электронном виде в ФНС или Росстат в последующих годах, отличаются от представленных ранее. В таком случае мы отдаем приоритет более поздним данным.

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Выручка	2110	5 685 225	5 601 744	5 359 809	5 074 292	5 067 299	4 661 572	4 394 430	4 112 001	3 654 048	3 606 519
Себестоимость продаж	2120	(5 372 036)	(5 430 651)	(5 272 544)	(5 025 808)	(5 023 006)	(4 602 790)	(4 361 899)	(4 090 604)	(3 637 601)	(3 543 949)
Валовая прибыль (убыток)	2100	313 189	171 093	87 265	48 484	44 293	58 782	32 531	21 397	16 447	62 570
Прибыль (убыток) от продаж	2200	313 189	171 093	87 265	48 484	44 293	58 782	32 531	21 397	16 447	62 570
Проценты к получению	2320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22 534
Прочие доходы	2340	243 812	231 434	151 089	130 667	96 051	95 688	115 595	75 890	59 313	28 365
Прочие расходы	2350	(359 731)	(287 097)	(185 329)	(142 137)	(112 294)	(116 366)	(111 753)	(70 411)	(24 809)	(33 866)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	197 270	115 430	53 025	37 014	28 050	38 104	36 373	26 876	50 951	79 603
Налог на прибыль	2410	(89 058)	(64 885)	(35 046)	(21 905)	(16 098)	(26 366)	(24 598)	(15 877)	(40 985)	(70 155)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	2411	(84 276)	(65 830)	(35 234)	(21 905)*	(16 098)*	(26 366)*	(24 598)*	(15 877)*	(40 985)*	(70 155)
отложенный налог на прибыль	2412	(4 782)	945	188	0	0	0	0	0	0	0

Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	0	0	0	(643)	173	(6)	0	0	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	2450	0	0	0	74	(2)	12	0	0	0	0
Прочее	2460	(49)	(49)	(54)	(1 076)	(12)	3	0	(93)	237	(48)
Чистая прибыль (убыток)	2400	108 163	50 496	17 925	13 464	12 111	11 747	11 775	10 906	10 203	9 400
СПРАВОЧНО											
Совокупный финансовый результат периода	2500	108 163	50 496	17 925	13 464	12 111	11 747	11 775	10 906	10 203	9 400

Краткий анализ финансовых результатов

Судить об изменении финансовых результатов организации за последние годы можно по следующим показателям, приведенным на графике и в таблице ниже.

Финансовый показатель	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
ЕВИТ	197 270	115 430	53 025	37 014	28 050	38 104	36 373	26 876	50 951
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки)	5.5%	3.1%	1.6%	1%	0.9%	1.3%	0.7%	0.5%	0.5%
Рентабельность собственного капитала (ROE)	70%	46%	20%	15%	14%	14%	14%	13%	12%
Рентабельность активов (ROA)	10.1%	4.3%	1.5%	1.2%	1.1%	1.3%	1.4%	1.5%	2%

Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Денежные потоки от текущих операций										
Поступления — всего	4110	5 561 412	5 713 587	5 374 391	5 204 975	5 104 763	4 750 457	5 356 714	4 180 771	3 844 203
в том числе: от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	5 399 246	5 565 454	5 318 161	5 114 104	5 091 521	4 722 614	4 407 068	4 095 806	3 588 644
прочие поступления	4119	162 166	148 133	56 230	90 871	13 242	27 843	949 646	84 965	255 559
Платежи — всего	4120	(5 616 907)	(5 022 566)	(5 368 254)	(4 862 713)	(5 174 443)	(4 539 466)	(5 441 834)	(4 039 820)	(3 871 598)
в том числе: поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(5 242 707)	(4 756 973)	(5 138 508)	(4 669 266)	(4 996 953)	(4 372 791)	(4 688 359)	(3 894 577)	(3 557 055)
в связи с оплатой труда работников	4122	(230 717)	(142 117)	(117 881)	(108 844)	(101 318)	(75 385)	(73 805)	(67 540)	(54 558)
процентов по долговым обязательствам	4123	(20 975)	(35 780)	(34 709)	(36 521)	(48 486)	(43 848)	(29 478)	(24 123)	(7 842)
налога на прибыль организаций	4124	(78 549)	(67 267)	(36 093)	(19 677)	(18 986)	(24 263)	(16 651)	(37 515)	(42 117)
прочие платежи	4129	(43 959)	(20 429)	(41 063)	(28 405)	(8 700)	(23 179)	(633 541)	(16 065)	(210 026)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	(55 495)	691 021	6 137	342 262	(69 680)	210 991	(85 120)	140 951	(27 395)
Денежные потоки от инвестиционных операций										
Поступления — всего	4210	1 474 365	575 282	806 264	963 858	1 178 707	1 107 858	12 337	488 835	2 309
в том числе: от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	961	329	483	395	0	776	11 461	4 450	335
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	0	0	0	0	0	0	0	136 263	0
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	1 473 404	574 953	805 510	962 582	1 177 109	1 104 432	0	342 776	0
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	0	0	271	881	1 598	2 650	876	5 151	1 974

прочие поступления	4219	0	0	0	0	0	0	0	195	0
Платежи — всего	4220	(1 023 757)	(1 177 951)	(1 026 260)	(1 194 396)	(1 202 250)	(1 249 369)	(576)	(626 987)	(222 927)
в том числе: в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(21 060)	(35 601)	(6 960)	(4 626)	(3 153)	(3 232)	(576)	(3 847)	(2 917)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(220 010)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(1 002 697)	(1 142 350)	(1 019 300)	(1 189 770)	(1 199 097)	(1 246 137)	(0)	(623 140)	(0)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	450 608	(602 669)	(219 996)	(230 538)	(23 543)	(141 511)	11 761	(138 152)	(220 618)
Денежные потоки от финансовых операций										
Поступления — всего	4310	3 776 770	3 859 614	3 851 719	3 172 750	3 067 691	2 627 643	3 383 422	2 889 021	1 697 528
в том числе: получение кредитов и займов	4311	3 776 770	3 859 614	3 851 719	3 172 750	3 067 691	2 627 643	3 383 422	2 889 021	1 697 528
Платежи — всего	4320	(4 172 792)	(3 947 131)	(3 664 248)	(3 330 110)	(3 003 818)	(2 633 173)	(3 280 289)	(2 905 037)	(1 443 327)
на уплату дивидендов и иных платежей	4322	(50 493)	(17 794)	(12 412)	(11 153)	(10 813)	(10 844)	(10 281)	(9 602)	(8 799)
по распределению прибыли в пользу собственников (участников) в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(4 122 299)	(3 929 337)	(3 651 836)	(3 318 957)	(2 993 005)	(2 622 329)	(3 270 008)	(2 895 435)	(1 434 528)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(396 022)	(87 517)	187 471	(157 360)	63 873	(5 530)	103 133	(16 016)	254 201
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	(909)	835	(26 388)	(45 636)	(29 350)	63 950	29 774	(13 217)	6 188
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	7 681	6 846	0	0	0	0	0	0	0
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	6 772	7 681	0	0	0	0	0	0	0

Отчет об изменениях капитала за 2020 год

Наименование показателя		Код	Уставный капитал		Добавочный капитал	Резервный капитал		Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)			Итого
Величина капитала на 31.12.19		3200	9 134		24 294	2 285		89 555			125 268
За 2020											
Увеличение капитала всего:		3310	0		0	0		108 165			108 165
в том числе: чистая прибыль		3311	х		х	х		108 163			108 163
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала		3313	х		0	х		2			2
Уменьшение капитала — всего:		3320	(0)		(0)	(0)		(50 495)			(50 495)
дивиденды		3327	х		х	х		(50 495)			(50 495)
Величина капитала на 31.12.20		3300	9 134		24 294	2 285		147 225			182 938
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
Чистые активы	3600	182 938	125 268	92 689	88 215	86 789	86 417	86 444	85 581	84 870	84 010

Дополнительные проверки Финансовое состояние АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Ключевые финансовые показатели

Показатель	Сравнение показателей за 2019 год	
	с отраслевыми (35.14 "Торговля электроэнергией", 142 организации с выручкой свыше 2 млрд. руб.)	с общероссийскими (11 тыс. организаций с выручкой свыше 2 млрд. руб.)
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	0,11 0,21	0,11 0,26
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,8 0,1	-0,8 0,08
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	0,1 0,3	0,1 0,4
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	0,6 1,2	0,6 1,3
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	0,5 1,2	0,5 1
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,008 0,1	0,008 0,1
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	3,1% 2,5%	3,1% 3,7%
3.2. Норма чистой прибыли	0,9% 0,7%	0,9% 1,9%
3.3. Рентабельность активов	4,3% 4,9%	4,3% 5%
Итоговый балл	-1,1 Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по отрасли.	-1,6 Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по РФ.

Сравнительный финансовый анализ показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" за 2019 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" за 2019 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за

2019 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели 142 организации с выручкой свыше 2 млрд. руб., занимающиеся видом деятельности "Торговля электроэнергией" (код по ОКВЭД2 35.14). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,11	≤0,1	0,21	≥0,37
	Значение коэффициента хуже среднеотраслевого, не менее половины аналогичных предприятий имеют большую долю собственных средств в капитале. Дисбаланс в пользу заемных средств снижает финансовую устойчивость. Рекомендуем увеличить собственный капитал на 140967 тыс. руб., чтобы он составил 21% от общего капитала организации.			
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,82	≤-0,06	0,12	≥0,29
	Отрицательное значение коэффициента вызвано тем, что величина внеоборотных активов организации превышает собственный капитал. Соответственно, часть внеоборотных и все оборотные активы профинансированы за счет заемного капитала.			
Коэффициент обеспеченности запасов	-295,95	≤-44,65	28,7	≥237
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Как и в случае с коэффициентом обеспеченности собственными оборотными средствами, отрицательное значение обусловлено тем, что внеоборотные активы больше собственного капитала.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,11	≤0,13	0,29	≥0,46
	Малая доля собственного и долгосрочного заемного капитала обусловили значение коэффициента покрытия инвестиций значительно хуже среднего по отрасли.			

1.2. Платежеспособность АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	0,55	≤0,99	1,18	≥1,47
	Соотношение оборотных активов и краткосрочных обязательств значительно хуже, чем у подавляющего большинства (не менее 75%) аналогичных организаций. Это угрожает платежеспособности организации в долгосрочной и среднесрочной перспективе.			
Коэффициент быстрой ликвидности	0,54	≤0,97	1,17	≥1,45
	Соотношение ликвидных активов и краткосрочных обязательств значительно хуже среднеотраслевых показателей, что может привести к утрате платежеспособности в среднесрочной перспективе.			
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,01	≤0,03	0,15	≥0,51
	Краткосрочные обязательства обеспечены высоколиквидными активами значительно хуже, чем у как минимум у ¾ аналогичных предприятий. Это может привести к проблемам погашения наиболее срочных обязательств.			

1.3. Рентабельность деятельности

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* средне- го	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** сред- него
Рентабельность продаж	3,05%	≤0,93%	2,51%	≥3,8%
	Прибыль от продаж в каждом рубле выручки выше, чем у большинства аналогичных организаций.			
Рентабельность продаж по ЕВІТ	2,06%	≤0,71%	1,43%	≥2,98%
	Выше среднего.			
Норма чистой прибыли	0,9%	≤0,17%	0,73%	≥2,04%
	Норма чистой прибыли показывает, сколько копеек чистой прибыли получает организация в каждом рубле выручки. У АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" этот показатель выше, чем у большинства аналогичных организаций.			
Коэффициент покрытия про- центов к уплате	-	-	-	-
	У организации в 2019 году отсутствовали расходы в виде процентных платежей.			
Рентабельность активов	4,34%	≤1,39%	4,94%	≥14,1%
	Отдача от использования всех активов ниже среднеотраслевой.			
Рентабельность собственного капитала	46,3%	≤9,55%	24,6%	≥69,4%
	Рентабельность собственного капитала в 2019 году выше среднеотраслевой.			
Фондоотдача	122	≤80,2	345	≥1681
	Фондоотдача показывает, сколько рублей выручки приходится на каждый рубль стоимости основных фондов организации. Для фондоемких отраслей этот показатель ниже, чем для материалоемких. Фондоотдача организации ниже показателя для аналогичных организаций. Причиной этого стала в том числе повышенная доля внеоборотных активов.			

1.4. Показатели деловой активности (оборачиваемости)

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* средне- го	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** сред- него
Оборачиваемость оборотных акти- вов, в днях	55,8	≥67,8	43,9	≤31,1
	Организации требуется больше дней для получения выручки равной величине оборотных активов, чем сопоставимым предприятиям.			
Оборачиваемость дебиторской за- долженности, в днях	54,4	≥49,1	32,6	≤18,9
	Управление дебиторской задолженностью поставлено значительно хуже, чем в аналогичных организациях.			
Оборачиваемость активов, в днях	75,9	≥88,7	56	≤35,1
	Организация распоряжается всеми имеющимися активами менее эффективно, чем большинство других сопоставимых хозяйствующих субъектов.			

2. Сравнение с общероссийскими показателями

В дополнение к сравнительному анализу в рамках отрасли ниже приведено сравнение финансовых показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" со всеми россий-

скими предприятиями аналогичного масштаба деятельности. В сравнении использованы 11 тыс. российских организаций с выручкой свыше 2 млрд. руб.

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее значение (медиана)	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,11	≤0,08	0,26	≥0,54
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,82	≤-0,12	0,08	≥0,34
Коэффициент обеспеченности запасов	-295,95	≤-0,47	0,32	≥1,66
Коэффициент покрытия инвестиций	0,11	≤0,17	0,44	≥0,73
Коэффициент текущей ликвидности	0,55	≤1,03	1,32	≥2,15
Коэффициент быстрой ликвидности	0,54	≤0,59	0,95	≥1,45
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,01	≤0,02	0,1	≥0,4
Рентабельность продаж	3,05%	≤0,96%	3,74%	≥9,72%
Рентабельность продаж по ЕВИТ	2,06%	≤1,18%	3,78%	≥9,88%
Норма чистой прибыли	0,9%	≤0,36%	1,94%	≥6,61%
Коэффициент покрытия процентов к уплате	-	-	-	-
Рентабельность активов	4,34%	≤0,98%	4,98%	≥13,8%
Рентабельность собственного капитала	46,3%	≤7,71%	23,5%	≥58,6%
Фондоотдача	122	≤5,57	37,3	≥323
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	55,8	≥196	119	≤68,4
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	54,4	≥97,9	52,8	≤26,5
Оборачиваемость активов, в днях	75,9	≥322	170	≤88,5

3. Итоги сравнительного анализа

Формируя выводы по результатам сравнительного анализа, мы рассмотрели девять наиболее важных показателей:

- три показателя финансовой устойчивости (коэффициенты автономии, обеспеченности собственными оборотными средствами и покрытия инвестиций);
- три показателя платежеспособности (коэффициенты текущей, быстрой и абсолютной ликвидности);

– три показателя эффективности деятельности (рентабельность продаж, норма чистой прибыли, рентабельность активов).

В зависимости от попадания каждого значения в квартиль, показателям присвоен балл от -2 до +2 (-2 – 1-й квартиль, -1 – 2-й квартиль, +1 – 3-й квартиль; +2 – 4-й квартиль; 0 – значение отклоняется от медианы не более чем на 5% разницы между медианой и квартилем, в который попало значение показателя). Для формирования вывода баллы обобщены с равным весом каждого показателя (найден среднее арифметическое баллов). Полученное значение интерпретировано следующим образом

- от +1 до +2 включительно – финансовое состояние значительно лучше среднего;
- от 0.11 до +1 включительно – финансовое состояние лучше среднего;
- от -0.11 вкл до +0.11 вкл – примерно соответствует среднему;
- от -1 вкл до -0.11) – хуже среднего;
- от -2 включительно до -1 – значительно хуже среднего.

Результат расчета итогового балла для АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" представлен в следующей таблице:

Показатель	Результат сравнения показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"	
	с отраслевыми	с общероссийскими
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	-1	-1
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-2	-2
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	-2	-2
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	-2	-2
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	-2	-2
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	-2	-2
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	+1	-1
3.2. Норма чистой прибыли	+1	-1
3.3. Рентабельность активов	-1	-1
Итоговый балл	-1.1	-1.6
	Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по отрасли.	Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по РФ.

* Существенно хуже среднего – 1-я квартиль значений, то есть наихудшие значения 25% предприятий отрасли.

** Существенно лучше среднего – 4-я квартиль значений, то есть наилучшие значения 25% предприятий отрасли.

Выводы аудитора

Мы провели сравнительный анализ бухгалтерского баланса и отчета о финансовых результатах АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" (далее – Организация) за

2019 год, содержащихся в базе данных ФНС. Основным видом деятельности Организации является торговля электроэнергией (код по ОКВЭД 35.14). В ходе анализа мы сравнили ключевые финансовые показатели Организации со средними (медианными) значениями данных показателей конкретной отрасли (вида деятельности) и всех отраслей Российской Федерации. Среднеотраслевые и среднероссийские значения показателей рассчитаны по данным бухгалтерской отчетности за 2019 год, представленной ФНС. При расчете среднеотраслевых данных учитывались организации, величина активов которых составляет более 10 тыс. руб. и выручка за год превышает 100 тыс. рублей. Из расчета также исключались организации, отчетность которых имела существенные арифметические отклонения от правил составления бухгалтерской отчетности. При сравнении использованы среднеотраслевые показатели организаций сопоставимого масштаба деятельности - крупные предприятия (выручка более 2 млрд рублей в год). По результатам сравнения каждого из девяти ключевых показателей с медианным значением нами сделан обобщенный вывод о качестве финансового состояния Организации.

В результате анализа ключевых финансовых показателей Организации нами установлено следующее. Финансовое состояние АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" на 31.12.2019 **значительно хуже** финансового состояния половины всех крупных предприятий, занимающихся видом деятельности торговля электроэнергией (код по ОКВЭД 35.14). При этом в 2019 году финансовое состояние Организации **улучшилось**.

Такой же вывод можно сделать и при сравнении показателей Организации со средними показателями для всех отраслей Российской Федерации. Финансовое положение АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" **значительно хуже**, чем у большинства сопоставимых по масштабу деятельности организаций Российской Федерации, отчетность которых содержится в информационной базе ФНС и удовлетворяет указанным выше критериям.

Финансовое состояние АО «БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ»

Сравнительный анализ по данным ФН

Организация: АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"
Отрасль: 35.14 Торговля электроэнергией
Организационно-правовая форма: 12200 - Акционерные общества
Выручка за 2020 год: 5 685 млн. руб. (+1.5% за год) - 99 место среди 578 предприятий в отрасли
Активы на 31 декабря 2020: 999 млн. руб. (-12.3% за год) - 112 место
Чистые активы на 31 декабря 2020: 182 млн. руб. (+46% за год)
Чистая прибыль за 2020 год: 108 млн. руб. (+114% за год)
Среднесписочная численности работников по данным ФНС за 2020 год: 316 чел.
Дополнительные данные ФНС (2019 год)

Финансовое состояние АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Ключевые финансовые показатели

Показатель	Сравнение показателей за 2019 год	
	с отраслевыми (35.14 "Торговля электроэнергией", 142 организации с вы-	с общероссийскими (11 тыс. организаций с выручкой

	ручкой свыше 2 млрд. руб.)	свыше 2 млрд. руб.)
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	0,11 0,21	0,11 0,26
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,8 0,1	-0,8 0,08
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	0,1 0,3	0,1 0,4
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	0,6 1,2	0,6 1,3
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	0,5 1,2	0,5 1
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,008 0,1	0,008 0,1
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	3,1% 2,5%	3,1% 3,7%
3.2. Норма чистой прибыли	0,9% 0,7%	0,9% 1,9%
3.3. Рентабельность активов	4,3% 4,9%	4,3% 5%
Итоговый балл	-1,1 Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по отрасли.	-1,6 Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по РФ.

Сравнительный финансовый анализ показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" за 2019 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" за 2019 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за 2019 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели 142 организации с выручкой свыше 2 млрд. руб., занимающиеся видом деятельности "Торговля электроэнергией" (код по ОКВЭД2 35.14). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,11	≤0,1	0,21	≥0,37
	Значение коэффициента хуже среднеотраслевого, не менее половины аналогичных предприятий имеют большую долю собственных средств в капитале. Дисбаланс в пользу заемных средств снижает финансовую устойчивость. Рекомендуем увеличить собственный капитал на 140967 тыс. руб., чтобы он составил 21% от общего			

	капитала организации.			
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,82	$\leq -0,06$	0,12	$\geq 0,29$
	Отрицательное значение коэффициента вызвано тем, что величина внеоборотных активов организации превышает собственный капитал. Соответственно, часть внеоборотных и все оборотные активы профинансированы за счет заемного капитала.			
Коэффициент обеспеченности запасов	-295,95	$\leq -44,65$	28,7	≥ 237
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Как и в случае с коэффициентом обеспеченности собственными оборотными средствами, отрицательное значение обусловлено тем, что внеоборотные активы больше собственного капитала.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,11	$\leq 0,13$	0,29	$\geq 0,46$
	Малая доля собственного и долгосрочного заемного капитала обусловили значение коэффициента покрытия инвестиций значительно хуже среднего по отрасли.			

1.2. Платежеспособность АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	0,55	$\leq 0,99$	1,18	$\geq 1,47$
	Соотношение оборотных активов и краткосрочных обязательств значительно хуже, чем у подавляющего большинства (не менее 75%) аналогичных организаций. Это угрожает платежеспособности организации в долгосрочной и среднесрочной перспективе.			
Коэффициент быстрой ликвидности	0,54	$\leq 0,97$	1,17	$\geq 1,45$
	Соотношение ликвидных активов и краткосрочных обязательств значительно хуже среднеотраслевых показателей, что может привести к утрате платежеспособности в среднесрочной перспективе.			
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,01	$\leq 0,03$	0,15	$\geq 0,51$
	Краткосрочные обязательства обеспечены высоколиквидными активами значительно хуже, чем у как минимум у $\frac{3}{4}$ аналогичных предприятий. Это может привести к проблемам погашения наиболее срочных обязательств.			

1.3. Рентабельность деятельности

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Рентабельность продаж	3,05%	$\leq 0,93\%$	2,51%	$\geq 3,8\%$
	Прибыль от продаж в каждом рубле выручки выше, чем у большинства аналогичных организаций.			
Рентабельность продаж по EBIT	2,06%	$\leq 0,71\%$	1,43%	$\geq 2,98\%$
	Выше среднего.			
Норма чистой прибыли	0,9%	$\leq 0,17\%$	0,73%	$\geq 2,04\%$
	Норма чистой прибыли показывает, сколько копеек чистой прибыли получает организация в каждом рубле выручки. У АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" этот показатель лучше, чем у большинства аналогичных организаций.			
Коэффициент покрытия процентов к уплате	-	-	-	-
	У организации в 2019 году отсутствовали расходы в виде процентных платежей.			
Рентабельность	4,34%	$\leq 1,39\%$	4,94%	$\geq 14,1\%$

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
активов	Отдача от использования всех активов ниже, чем у большинства сопоставимых предприятий.			
Рентабельность собственного капитала	46,3%	≤9,55%	24,6%	≥69,4%
	Рентабельность собственного капитала в 2019 году выше, чем у большинства сопоставимых предприятий.			
Фондоотдача	122	≤80,2	345	≥1681
	Фондоотдача показывает, сколько рублей выручки приходится на каждый рубль стоимости основных фондов организации. Для фондоемких отраслей этот показатель ниже, чем для материалоёмких. Фондоотдача организации ниже показателя для аналогичных организаций. Причиной этого стала в том числе повышенная доля внеоборотных активов.			

1.4. Показатели деловой активности (оборачиваемости)

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** средне- го
Оборачиваемость обо- ротных активов, в днях	55,8	≥67,8	43,9	≤31,1
	Количество дней, необходимых для получения выручки равной среднегодовому остатку оборотных активов, превышает показатели подавляющего большинства сопоставимых организаций.			
Оборачиваемость де- биторской задолжен- ности, в днях	54,4	≥49,1	32,6	≤18,9
	Управление дебиторской задолженностью поставлено значительно хуже, чем в аналогичных организациях.			
Оборачиваемость ак- тивов, в днях	75,9	≥88,7	56	≤35,1
	Организация распоряжается всеми имеющимися активами менее эффективно, чем большинство других сравниваемых хозяйствующих субъектов.			

2. Сравнение с общероссийскими показателями

В дополнение к сравнительному анализу в рамках отрасли ниже приведено сравнение финансовых показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" со всеми российскими предприятиями аналогичного масштаба деятельности. В сравнении использованы 11 тыс. российских организаций с выручкой свыше 2 млрд. руб.

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее зна- чение (меди- ана)	Существенно лучше** средне- го
Коэффициент автономии	0,11	≤0,08	0,26	≥0,54
Коэффициент обеспеченно- сти собственными оборот- ными средствами	-0,82	≤-0,12	0,08	≥0,34
Коэффициент обеспеченно- сти запасов	-295,95	≤-0,47	0,32	≥1,66

Показатели	АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее зна- чение (меди- ана)	Существенно лучше** средне- го
Коэффициент покрытия ин- вестиций	0,11	≤0,17	0,44	≥0,73
Коэффициент текущей лик- видности	0,55	≤1,03	1,32	≥2,15
Коэффициент быстрой лик- видности	0,54	≤0,59	0,95	≥1,45
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,01	≤0,02	0,1	≥0,4
Рентабельность продаж	3,05%	≤0,96%	3,74%	≥9,72%
Рентабельность продаж по ЕВИТ	2,06%	≤1,18%	3,78%	≥9,88%
Норма чистой прибыли	0,9%	≤0,36%	1,94%	≥6,61%
Коэффициент покрытия процентов к уплате	-	-	-	-
Рентабельность активов	4,34%	≤0,98%	4,98%	≥13,8%
Рентабельность собствен- ного капитала	46,3%	≤7,71%	23,5%	≥58,6%
Фондоотдача	122	≤5,57	37,3	≥323
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	55,8	≥196	119	≤68,4
Оборачиваемость дебитор- ской задолженности, в днях	54,4	≥97,9	52,8	≤26,5
Оборачиваемость активов, в днях	75,9	≥322	170	≤88,5

3. Итоги сравнительного анализа

Формируя выводы по результатам сравнительного анализа, мы рассмотрели де-
вять наиболее важных показателей:

- три показателя финансовой устойчивости (коэффициенты автономии, обеспе-
ченности собственными оборотными средствами и покрытия инвестиций);
- три показателя платежеспособности (коэффициенты текущей, быстрой и абсо-
лютной ликвидности;
- три показателя эффективности деятельности (рентабельность продаж, норма чи-
стой прибыли, рентабельность активов).

В зависимости от попадания каждого значения в квартиль, показателям присвоен
балл от -2 до +2 (-2 – 1-й квартиль, -1 – 2-й квартиль, +1 – 3-й квартиль; +2 – 4-й квар-
тиль; 0 – значение отклоняется от медианы не более чем на 5% разницы между меди-
аной и квартилем, в который попало значение показателя). Для формирования вывода
баллы обобщены с равным весом каждого показателя (найден среднее арифметическое
баллов). Полученное значение интерпретировано следующим образом

- от +1 до +2 включительно – финансовое состояние значительно лучше среднего;
- от 0.11 до +1 включительно – финансовое состояние лучше среднего;
- от -0.11 вкл до +0.11 вкл – примерно соответствует среднему;

- от -1 вкл до -0.11) – хуже среднего;
- от -2 включительно до -1 – значительно хуже среднего.

Результат расчета итогового балла для АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРО-СЕТЬ" представлен в следующей таблице:

Показатель	Результат сравнения показателей АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ"	
	с отраслевыми	с общероссийскими
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	-1	-1
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-2	-2
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	-2	-2
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	-2	-2
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	-2	-2
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	-2	-2
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	+1	-1
3.2. Норма чистой прибыли	+1	-1
3.3. Рентабельность активов	-1	-1
Итоговый балл	-1.1 Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по отрасли.	-1.6 Финансовое состояние организации значительно хуже среднего по РФ.

Выводы аудитора

Мы провели сравнительный анализ бухгалтерского баланса и отчета о финансовых результатах АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" (далее – Организация) за 2019 год, содержащихся в базе данных ФНС. Основным видом деятельности Организации является торговля электроэнергией (код по ОКВЭД 35.14). В ходе анализа мы сравнили ключевые финансовые показатели Организации со средними (медианными) значениями данных показателей конкретной отрасли (вида деятельности) и всех отраслей Российской Федерации. Среднеотраслевые и среднероссийские значения показателей рассчитаны по данным бухгалтерской отчетности за 2019 год, представленной ФНС. При расчете среднеотраслевых данных учитывались организации, величина активов которых составляет более 10 тыс. руб. и выручка за год превышает 100 тыс. рублей. Из расчета также исключались организации, отчетность которых имела существенные

арифметические отклонения от правил составления бухгалтерской отчетности. При сравнении использованы среднеотраслевые показатели организаций сопоставимого масштаба деятельности - крупные предприятия (выручка более 2 млрд рублей в год). По результатам сравнения каждого из девяти ключевых показателей с медианным значением нами сделан обобщенный вывод о качестве финансового состояния Организации.

В результате анализа ключевых финансовых показателей Организации нами установлено следующее. Финансовое состояние АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" на 31.12.2019 **значительно хуже** финансового состояния половины всех крупных предприятий, занимающихся видом деятельности торговля электроэнергией (код по ОКВЭД 35.14). При этом в 2019 году финансовое состояние Организации **улучшилось**.

Этот вывод подтверждает и результат сравнения финансовых показателей Организации со средними общероссийскими показателями. Финансовое положение АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ" **значительно хуже**, чем у большинства сопоставимых по масштабу деятельности организаций Российской Федерации, отчетность которых содержится в информационной базе ФНС и удовлетворяет указанным выше критериям.



Общество с ограниченной ответственностью «Барнаулская сетевая компания»

Утвержден решением годового Общего собрания учредителей _____, протокол от _____, № ____

**ГODOVOЙ ОТЧЕТ
ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«БАРНАУЛЬСКАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»
ЗА 2020 ГОД**

г. Барнаул, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПРОФИЛЬ КОМПАНИИ
2. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА
3. ОПЕРАЦИОННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ
4. ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ
5. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

6. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
7. ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА
8. ПЕРСОНАЛ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
9. ЗАКУПОЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

1. ПРОФИЛЬ КОМПАНИИ

ООО «Барнаульская сетевая компания» - территориальная сетевая компания, осуществляющая свою деятельность в границах муниципального образования города Барнаула.

Барнаульская сетевая компания 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 ООО «Барнаульская сетевая компания». В 2007 году из состава Энергосбыта выделен Отдел транспорта электрической энергии. С 1 сентября, в связи с возложенными на него функциями осуществления инспекционного контроля потребителей, он также переведен в ООО «Барнаульская сетевая компания».

Барнаульская сетевая компания стремится обеспечить максимальный уровень надежности и доступности распределения сетевой инфраструктуры в быстро растущем городе. Энергоэффективные технологии и инновации, передовой опыт, лучшая команда профессионалов, - позволяют следовать главной миссии ООО «БСК»: обеспечению стабильного и надежного электроснабжения столицы Алтайского края.

2. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА

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.

3. ОПЕРАЦИОННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

3.1. Объем оказанных услуг

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 «Барнаульская сетевая компания» составил 1 594 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%).

3.2. Потери электроэнергии

Динамика величины потерь электроэнергии в 2018-2020 годах, %

№ п/п	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	Отклонение 2020/2019
1	Потери электроэнергии	9,28	9,23	9,27	0,04

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%.

3.3. Технологическое присоединение

Технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям (далее – ТП) является полностью регулируемым со стороны государства видом деятельности:

– 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.

В рамках повышения качества взаимодействия с потребителями Общество реализует следующие мероприятия:

– Анкетирование клиентов с целью оценки степени удовлетворенности качеством услуг и обслуживания по технологическому присоединению.

– Осуществление мониторинга и контроля обслуживания потребителей, в том числе за исполнением решений, принятых по жалобам и обращениям клиентов.

– Обновление стендов с образцами заполненных заявок на выполнение услуг в пунктах обслуживания потребителей.

– Сокращение сроков мероприятий по технологическому присоединению за счет выполнения работ по строительству объектов электросетевого хозяйства без получения разрешения на строительство, что позволяет упростить процедуру проведения работ по строительству и реконструкции электрических сетей.

– Усовершенствование сайта с целью повышения удобства подачи заявки на технологическое присоединение, а именно, для заявителей, указанных в пунктах 12(1) и 14 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утв. Постановлением Правительства РФ № 861 от 27.12.2004 г. (далее Правила), в личном кабинете заявителя официальном сайте ООО "Барнаульская сетевая компания" размещаются следующие документы: условия типового договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, счет на оплату технологического присоединения, технические условия, проект договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, инструкция, содержащую последовательный перечень мероприятий, обеспечивающих безопасное осуществление действиями заявителя фактического присоединения и фактического приема напряжения и мощности, акт о выполнении технических условий, акт об осуществлении технологического присоединения, акт допуска прибора учета в эксплуатацию.

– Информирование заявителей, указанных в пунктах 12(1) и 14 Правил, путем СМС-оповещения на протяжении всей процедуры технологического присоединения о размещении в личном кабинете документов, подлежащих оформлению в процессе технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя, а также о выполнении мероприятий со стороны ООО "Барнаульская сетевая компания"

– Для заявителей, указанных в пунктах 12(1) и 14 Правил (на уровне напряжения не выше 0,4 кВ) реализована возможность технологического присоединения без посещения сетевой организации путем подачи заявки и заключения договора через личный кабинет на официальном сайте сетевой организации, обеспечена возможность действиями заявителя осуществить фактическое присоединение объектов заявителя к электри-

ческим сетям и фактический прием (подачу) напряжения и мощности для потребления энергопринимающими устройствами заявителя электрической энергии (мощности).

Реализуемые Обществом мероприятия направлены на упрощение процедуры технологического присоединения к электрическим сетям.

Средняя продолжительность исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям по итогам 2020 года составила 155,31 дней, что на 9,53 % ниже уровня 2019 года (171,67 дней).

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 минувшем году Общество подключило к электрическим сетям ряд объектов, имеющих важное значение для социально-экономического развития города:

- 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), тракт Змеиногорский, 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.

Динамика исполнения заявок на ТП в 2018-2020 годах, шт.

N п/п	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	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
---	----------------------------------	-----	-----	-----	------	--------

Динамика исполнения заявок на ТП в 2018-2020 годах, МВт

N п/п	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	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

4. ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ

4.1. Тарифная политика

ООО «БСК» осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электрическим сетям, регулирующую 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).

Динамика единых котловых тарифов на услуги по передаче электрической энергии за 2018-2020 годы представлена в таблице, в руб./кВт·ч 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

4.2. Финансовые результаты

Основные показатели финансово-хозяйственной 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

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.

По итогам 2020 года чистая прибыль Общества 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.

5. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Выполнение инвестиционной программы ООО «БСК» за 2020 год составило 157,94 млн. руб. (здесь и далее - без НДС), в том числе по проектам реконструкции, источником финансирования которых служит инвестиционная составляющая в тарифе на услуги по передаче 57,223 млн. руб; по проектам, связанным с выполнением мероприя-

тий по строительству объектов энергоснабжения в рамках исполнения договоров технологического присоединения 100,715 млн. руб.

№ п/п	Наименование объекта	Объем финансирования	
		План	Факт
1.	Техническое перевооружение и реконструкция	98,919	57,223
-	Реконструкция РП-53 по ул Мусоргского, 34 с обеспечением питания от ПС-12	20,706	11,945
-	Реконструкция РП-58 по ул. Карева, 58 с обеспечением питания от ПС-13	27,622	16,259
-	Реконструкция РП-59 по ул. Павловский тракт - ул. Просторная с обеспечением питания от ПС-Строительная	7,247	3,446
-	Реконструкция РП-61	14,154	11,825
-	Реконструкция электрических сетей г.Барнаул, п.Куета, п.Южный	0,851	1,772
-	Монтаж интеллектуальных систем учета электрической энергии	17,905	0,000
-	Приобретение спецтехники и основных средств	10,434	11,976
2.	Новое строительство (мероприятия «последней мили» по технологическому присоединению)	103,809	100,715
	Итого	202,73	157,94

За отчетный период проведена реконструкция РП-58, РП-59, РП-53, РП-61. Протяженность кабельных линий 6-10 кВ в рамках реконструкции/строительства составила 7,891 км.

Выполнены мероприятия технического перевооружения – приобретены: автомобиль ГАЗ-САЗ-250712, прицеп 9835-30 для транспортировки мини-экскаватора, ГАЗ 27527 "Соболь" 4х4 цельнометаллический трехместный, мастерская на базе ГАЗ-33081 4х4 цельнометаллический фургон "Садко" с лебедкой, другие объекты. Общая сумма приобретения основных средств по программе составила 11,976 млн. руб.

В связи с отсутствием в 2020 году на рынке приборов учета, отвечающих требованиям постановления Правительства РФ от 19.06.2020 №890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» проект «Монтаж интеллектуальных систем учета электрической энергии» перенесен на 2022 год. Для выполнения работ, направленных на создание интеллектуальной системы учета электроэнергии на 2021 год в инвестиционную программу добавлен новый инвестиционный проект «Выполнение проектных работ для создания интеллектуальных систем учета электрической энергии».

В 2020 году построены объекты для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на сумму 100,715 млн.руб., в том числе: ЛЭП общей протяженностью 35,397 км, тридцать одна трансформаторная подстанция общей мощностью 29,319 МВА. Мероприятия выполнены на общую сумму 100,715 млн.руб.

Расходы по источникам финансирования составили:

млн.руб.

№ п/п	Источники финансирования капитальных вложений	Факт	
		Передача электрической энергии	Технологическое присоединение
1.	Амортизация ОС:	57,2235	-
1.1	Амортизационные отчисления, учтенные в тарифах	57,2235	-
1.2	Недоиспользованная амортизация прошлых лет по деятельности «Передача электрической энергии»	-	-
2.	Прибыль от технологического присоединения потребителей	-	55,2976
3.	Прочая прибыль	-	-
4.	Заемные средства	-	45,4178
	Итого	57,2235	100,7154
	Всего по ИПР	157,9389	

6. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

В соответствии с п. 13. 24 Устава ООО «БСК» члены совета директоров избираются на общем собрании Участников Общества сроком до следующего очередного собрания Участников Общества.

Действующий состав Совета директоров Общества:

1. Банных Максим Анатольевич
2. Пронина Жанна Борисовна
3. Иванина Анна Петровна
4. Киндт Виктор Владимирович
5. Лавринцев Андрей Иванович

Председателем Совета директоров Общества является Банных Максим Анатольевич.

7. ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА

По итогам работы за 2020 год получена чистая прибыль в размере 5 711,696 тыс. руб. По итогам 2020 года денежные средства на выплату дивидендов участников Общества не направлялись.

8. ПЕРСОНАЛ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Среднесписочная численность работников ООО «БСК» (внешних совместителей и работников, выполнявших работу по договорам гражданско-правового характера) по состоянию на 31.12.2020 составила 458 человека, что на 19,01 % меньше, чем в 2019 году (566 чел.).

Снижение численности персонала обусловлено следующими факторами.

Согласно ст. 136 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 № 442, с 01.07.2020 г. гарантирующие поставщики и сетевые организации обеспечивают коммерческий учет электрической энергии (мощности) на розничных рынках, в том числе путем приобретения, установки, замены, допуска в эксплуатацию приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, а также нематериальных активов, которые необходимы для обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности), и последующей их эксплуатации, том числе посредством интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

При этом, обязательства по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках многоквартирных домов (за исключением помещений многоквартирных домов, электроснабжение которых осуществляется без использования общего имущества), включая установку коллективных (общедомовых) приборов учета электрической энергии, возлагаются на гарантирующего поставщика.

В связи выводением из зоны ответственности ООО «БСК» обязанности по установке / замене приборов учета потребителям многоквартирных домов (за исключением помещений многоквартирных домов, электроснабжение которых осуществляется без

использования общего имущества), 206 214 потребителей ООО «БСК» (78,7% от общего числа) перешли на обслуживание к гарантирующему поставщику, у сетевой компании осталось 55 747 потребителей.

На основании снижения количества потребителей, обслуживаемых сетевой компанией, штатная численность Отдела транспорта электроэнергии, осуществляющего данную функцию, была сокращена на 96 штатных единиц, а также упразднены часть должностей, ее обслуживающих, в количестве 18 штатных единиц (Отдел информационных технологий – 13, планово-экономический отдел – 5).

Структура работающих по категориям персонала является типичной для компаний электросетевого комплекса: основную долю составляют рабочие – 70,3%, руководители – 5,5%, специалисты и служащие – 24,2%.

В ООО «БСК» действует:

- Коллективный договор с 25.01.2018 по 24.01.2021 (одобрен профсоюзным собранием рабочих и служащих ООО «БСК» 25.01.2018, зарегистрирован в КГКУ УСЗН по г. Барнаулу от 13.04.2018) с продлением до 24.01.2022 г. (дополнительное соглашение от 22.01.2021 г.);
- Положение о выплате вознаграждения за общие результаты работы за год от 25.01.2018;
- Положение об оплате труда работников от 29.11.2019;
- Положение о премировании работников от 29.11.2019;
- Правила внутреннего трудового распорядка для работников от 30.06.2020.

9. ЗАКУПОЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В 2020 году закупочная деятельность ООО «БСК» осуществлялась на основании Положения о закупках товаров, работ, услуг ООО «БСК», утвержденного решением Общего собрания Общества 29.03.2012 в редакциях от 23.01.2015, 28.09.2020.

Положение разработано с учетом требований Федерального закона от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

№ п/п	Показатель	Итоговые значения
----------	------------	-------------------

1	Количество лотов, вынесенных на торги (учтены только процедуры свыше 100 тыс.р., завершившиеся заключением договора, без учета аннулированных процедур, процедур, по которым принято решение о повторном размещении, а также процедур, договор по которым не заключался)	35
2	Общая стоимость лотов, вынесенных на торги (руб.)	235 057 325
3	Общая сумма заключенных договоров (руб.)	209 271 838
4	Сумма экономии (руб.)	25 785 487

Генеральный директор

А.И. Лавринец

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ

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: 16 - Частная собственность

Организационно-правовая форма: 12200 - Акционерные общества

Отчетность составлена в **тысячах рублей**

Формат отчетности: полная

Бухгалтерская отчетность за 2011-2020 гг.

Ниже представлена бухгалтерская (финансовая) отчетность организации, полученная из официальных источников – ФНС и Росстата. Дополнительно на графиках отображены наиболее важные финансовые показатели.

Бухгалтерский баланс

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											
Нематериальные активы	1110	14 418	7 397	6 630	7 799	8 967	1 714	1 029	1 246	1 462	1 679
Результаты исследований и разработок	1120	17 877	28 687	0	0	0	0	0	0	3 393	6 785
Основные средства	1150	18 523 648	18 747 907*	19 134 125	19 268 639	18 944 768	18 488 359	18 147 594	17 010 041	16 378 914	15 766 176
Финансовые вложения	1170	3 388 193	2 722 405	26 798 211	16 213 631	19 570 152	17 819 758	7 117 141	1 696 133	3 040 593	3 627 215
Отложенные налоговые активы	1180	239 511	241 592	250 845	93 365	55 046	75 542	9 395	3 019	2 984	2 911
Прочие внеоборотные активы	1190	339 242	201 862	16 569	3 104	0	84 818	226 224	485 112	212 781	432 712
Итого по разделу I	1100	22 522 889	21 949 850*	46 206 380	35 586 538	38 578 933	36 470 191	25 501 383	19 195 551	19 640 127	19 837 478

II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ											
Запасы	1210	531 219	336 376	302 213	312 230	312 624	313 764	335 686	251 065	189 776	204 883
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65
Дебиторская задолженность	1230	3 143 439*	4 692 334*	7 184 705	8 131 950	10 074 821	9 787 027	3 991 797	2 652 689	3 355 664	1 564 585
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	25 000	0	2 011 816	12 379 324	5 678 911	5 449 758	7 450 248	5 848 916	4 921 441	4 699 156
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	384	14 070	904	8 697	1 241	868	2 725 690	3 102 774	23 896	1 719 321
Прочие оборотные активы	1260	0	0	2	0	2	1	2	72	1	7 653
Итого по разделу II	1200	3 700 042	5 042 780	9 499 640	20 832 201	16 067 599	15 551 418	14 503 423	11 855 516	8 490 843	8 195 663
БАЛАНС	1600	26 222 931	26 992 630	55 706 020	56 418 739	54 646 532	52 021 609	40 004 806	31 051 067	28 130 970	28 033 141
ПАССИВ											
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ											
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	385 520	385 520	385 520	391 106	391 106	391 106	391 106	391 106	391 106	391 106
Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	(0)	(0)	(0)	(406 273)	(406 273)	(301 307)	(0)	(0)	(0)	(0)
Переоценка внеоборотных активов	1340	16 958 950	16 930 335	16 661 820	16 390 847	16 062 721	15 563 828	15 456 243	14 612 244	14 453 051	14 278 885
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	52 801	52 801	52 801	52 801	52 801	52 801	52 801	52 801	62 498	62 498
Резервный капитал	1360	19 555	19 555	19 555	19 555	19 555	19 555	19 555	19 555	19 555	19 555
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	5 040 033	6 085 328	34 946 390	38 660 848	35 271 493	30 427 862	20 183 781	14 783 396	11 759 542	12 362 359
Итого по разделу III	1300	22 456 859	23 473 539	52 066 086	55 108 884	51 391 403	46 153 845	36 103 486	29 859 102	26 685 752	27 114 403

IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Заемные средства	1410	0	0	281 600	281 600	332 600	0	0	0	0	0
Отложенные налоговые обязательства	1420	3 065 467	2 987 263	2 898 858	658 072	597 754	525 797	401 870	338 497	201 019	146 344
Итого по разделу IV	1400	3 065 467	2 987 263	3 180 458	939 672	930 354	525 797	401 870	338 497	201 019	146 344
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Заемные средства	1510	0	192 831	2 243	2 243	1 813 473	4 784 583	2 002 231	0	704 405	0
Кредиторская задолженность	1520	680 731	325 349*	440 833	326 499	472 880	540 571	1 413 061	771 065	495 937	691 386
Оценочные обязательства	1540	19 874	13 648	14 402	37 180	15 465	14 244	42 673	14 247	14 007	18 179
Прочие обязательства	1550	0	0	1 998	4 261	22 957	2 569	41 485	68 156	29 850	62 829
Итого по разделу V	1500	700 605	531 828	459 476	370 183	2 324 775	5 341 967	3 499 450	853 468	1 244 199	772 394
БАЛАНС	1700	26 222 931	26 992 630	55 706 020	56 418 739	54 646 532	52 021 609	40 004 806	31 051 067	28 130 970	28 033 141

Краткий анализ баланса

Изменение капитала и резервов (итог третьего раздела баланса), а также сумма внеоборотных и всех активов организации представлены на следующем графике:

Далее рассчитаны 3 показателя, на которые следует обращать внимание пользователям отчетности в первую очередь.

Финансовый показатель	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Чистые активы	22 456 859	23 473 539	52 066 086	55 108 884	51 391 403	46 153 845	36 103 486	29 859 102	26 685 752	27 114 403
Коэффициент автономии (норма: 0,5 и более)	0.86	0.87	0.93	0.98	0.94	0.89	0.9	0.96	0.95	0.97
Коэффициент текущей ликвидности (норма: 1,5-2 и выше)	5.3	9.5	20.7	56.3	6.9	2.9	4.1	13.9	6.8	10.6

Отчет о финансовых результатах (прибылях и убытках)

Перечень доходов, расходов и финансовые результаты приведен в соответствии с официально утвержденной Минфином формой (Приказ Минфина РФ от 02.07.2010 N 66н). Иногда имеет место ситуация, когда цифры в отчетности, сданной в электронном виде в ФНС или Росстат в последующих годах, отличаются от представленных ранее. В таком случае мы отдаем приоритет более поздним данным.

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Выручка	2110	4 327 519	4 326 056	4 369 341	4 834 410	4 931 603	18 597 022	19 350 683	15 559 967	12 533 837	13 967 441
Себестоимость продаж	2120	(1 659 075)	(1 564 480)*	(1 555 972)	(1 486 107)	(1 485 534)	(7 536 439)	(12 253 271)	(11 725 634)	(10 561 814)	(9 992 061)
Валовая прибыль (убыток)	2100	2 668 444	2 761 576	2 813 369	3 348 303	3 446 069	11 060 583	7 097 412	3 834 333	1 972 023	3 975 380
Управленческие расходы	2220	(236 643)	(278 268)	(233 814)	(258 853)	(246 271)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Прибыль (убыток) от продаж	2200	2 431 801	2 483 308	2 579 555	3 089 450	3 199 798	11 060 583	7 097 412	3 834 333	1 972 023	3 975 380
Доходы от участия в других организациях	2310	106 266	80 689	88 545	84 210	133 727	50 627	23 713	105 698	98 937	94 345
Проценты к получению	2320	643	1 753 608	2 432 939	2 672 052	3 446 829	2 288 032	1 049 932	720 244	592 251	525 460
Проценты к уплате	2330	(5 709)	22 305	(25 270)	(89 611)	(632 613)	(452 715)	(132 723)	(15 746)	(31 657)	(0)
Прочие доходы	2340	791 383	426 661	382 000	626 580*	524 663	4 820 770	2 240 793	495 991	401 310	473 509
Прочие расходы	2350	(412 052)	(463 357)*	(1 192 378)	(1 974 137)	(633 368)	(5 023 071)	(3 258 700)	(1 160 325)	(1 147 452)	(968 353)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	2 912 332	4 303 214	4 265 391	4 408 544	6 039 036	12 744 226	7 020 427	3 980 195	1 885 412	4 100 341
Налог на прибыль	2410	(573)	(915)	(969)	(952)	(1 099)	(2 443)	(1 563)	(824)	(433)	(841)

		078)	536)	415)	472)	121)	450)	128)	104)	816)	695)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	2411	(454 121)	(817 708)	(891 553)	(952 472)*	(1 099 121)*	(2 443 450)*	(1 563 128)*	(824 104)*	(433 816)*	(841 695)
отложенный налог на прибыль	2412	(118 957)	(97 828)	(77 862)	0	0	0	0	0	0	0
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	0	0	0	(100 939)	(71 022)	(124 069)	(63 435)	(137 478)	(54 820)	(56 393)
Изменение отложенных налоговых активов	2450	0	0	0	29 528	(20 497)	4 478	6 376	35	73	2 692
Прочее	2460	38 664	1 484*	17 497	4 345	(5 052)	61 790	(32)	49 600	(209)	(2 829)
Чистая прибыль (убыток)	2400	2 377 918	3 389 162	3 313 473	3 389 006	4 843 344	10 242 975	5 400 208	3 068 248	1 396 640	3 202 116
СПРАВОЧНО											
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	28 703	270 921	0	328 475	499 181	108 690	844 176	105 102	174 710	1 613 733
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328
Совокупный финансовый результат периода	2500	2 406 621	3 660 083	3 313 473	3 717 481	5 342 525	10 351 665	6 244 384	3 173 350	1 571 350	4 816 177

Краткий анализ финансовых результатов

Основные показатели рентабельности, а также показатель ЕВІТ (прибыль до вычета налогов и процентов к уплате), за последние годы можно проследить на графике и в таблице:

Финансовый показатель	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
ЕВІТ	2 918 041	4 280 909	4 290 661	4 498 155	6 671 649	13 196 941	7 153 150	3 995 941	1 917 069
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки)%	56.2	57.4	59	63.9	64.9	59.5	36.7	24.6	15.7
Рентабельность собственного капитала (ROE) %	10	9	6	6	10	25	16	11	5
Рентабельность активов (ROA)%	8.9	8.2	5.9	6.1	9.1	22.3	15.2	10.4	5

Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Денежные потоки от текущих операций										
Поступления — всего	4110	5 879 700	2 862 659	2 743 333	7 023 394	3 170 285	22 447 964	19 020 548	17 971 388	12 445 130
в том числе:	4111	938	747	2 740	6 719	2 860	12 399	7 532	4 841	4 703
от продажи продукции, товаров, работ и услуг		242	494	970	030	720	763	676	497	687
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	4 713 972	2 111 261	0	5	0	7 383	9 583	8 940	7 653
прочие поступления	4119	227 486	3 904	2 313	304 359	309 565	10 040 818	16 074	13 120 951	7 733 790
Платежи — всего	4120	1 669 423	2 529 292	(2 565 354)	(2 405 291)	(3 978 892)	(15 719 784)	(13 615 641)	(13 108 539)	(11 247 026)
в том числе:	4121	514 765	541 067	(563 328)	(632 125)	(1 297 845)	(3 103 247)	(364 482)	(358 444)	(250 866)
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги										
в связи с оплатой труда работников	4122	356 386	356 172	(354 983)	(345 258)	(324 104)	(375 529)	(366 181)	(333 936)	(329 318)
процентов по долговым обязательствам	4123	6 940	23 317	(25 270)	(93 016)	(630 546)	(451 364)	(130 491)	(17 584)	(29 819)
налога на прибыль организаций	4124	436 058	868 895	(855 540)	(806 911)	(917 065)	(3 052 799)	(1 364 970)	(722 115)	(441 417)
вписываемый показатель (по платежам денежных потоков от текущих операций)	4128	(297 833)	(340 940)	0	0	0	0	0	0	0
прочие платежи	4129	57 441	398 901	(264 504)	(2 656)	(809 332)	(8 736 845)	(70 054)	(11 676 460)	(10 195 606)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	4 210 277	333 367	177 979	4 618 103	(808 607)	6 728 180	5 404 907	4 862 849	1 198 104
Денежные потоки от инвестиционных операций										
Поступления — всего	4210	4 267 392	38 327 697	5 196 703	320 728	6 451 283	925 039	875 525	3 376 626	294 359

в том числе: от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	729	97 998	95 897	152 402	1 293	4 402	532	1 837	3 249
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	0	0	0	0	0	24	288 835	0	0
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	4 159 830	34 037 091	2 177 203	84 092	5 234 935	463 039	436 668	2 866 344	1 017
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	106 833	4 192 608	2 923 603	84 234	1 215 055	457 574	149 490	508 445	290 093
Платежи — всего	4220	4 876 455	6 305 268	(340 776)	(3 072 551)	(2 896 760)	(12 857 686)	(8 177 799)	(4 459 116)	(1 951 849)
в том числе: в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	680 386	475 701	(328 776)	(1 362 551)	(4 797)	(5 004)	(659 081)	(1 261 728)	(709 343)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(188 360)	(2 062 658)	(0)	(1 237 571)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	4 196 069	5 828 845	(12 000)	(171 000)	(2 891 963)	(12 664 322)	(5 456 060)	(3 197 388)	(4 935)
прочие платежи	4229	(0)	722	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	(609 063)	32 022 429	4 855 927	(2 751 823)	3 554 523	(11 932 647)	(7 302 274)	(1 082 490)	(1 657 490)
Денежные потоки от финансовых операций										
Поступления — всего	4310	0	938	0	94 951	2 319 587	2 781 000	2 000 000	0	702 567
в том числе: получение кредитов и займов	4311	0	0	0	94 951	2 319 587	2 781 000	2 000 000	0	702 567
прочие поступления	4319	0	938	0	0	0	0	0	0	0
Платежи — всего	4320	3 614	32 342	(5 000)	(1 953)	(5 065)	(301)	(480)	(702)	(1 938)

		900	630	199)	774)	130)	355)	077)	670)	546)
в том числе:	4321	(0)	(0)	(0)	(0)	(104 967)	(301 307)	(0)	(0)	(0)
собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организации или их выходом из состава участников										
на уплату дивидендов и иных платежей	4322	3 423 300	32 252 630	(5 000 199)	(0)	(0)	(48)	(77)	(103)	(1 938 546)
по распределению прибыли в пользу собственников (участников) в связи с погашением (выкупом) векселей и других долго- вых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	191 600	90 000	(0)	(1 953 774)	(4 960 163)	(0)	(480 000)	(702 567)	(0)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(3 614 900)	(32 342 630)	(5 000 199)	(1 858 823)	(2 745 543)	2 479 645	1 519 923	(702 670)	(1 235 979)
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	(13 686)	13 166	33 707	7 457	373	(2 724 822)	(377 444)	3 077 689	(1 695 365)
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	14 070	904	0	0	0	0	0	0	0
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	384	14 070	0	0	0	0	0	0	0
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по от- ношению к рублю	4490	0	0	1	0	0	0	0	1 189	(60)

Отчет об изменениях капитала за 2020 год

Наименование пока- зателя	Код	Уставный ка- питал	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
Величина капитала на 31.12.19	3200	385 520	16 983 135	19 555	6 085 328	23 473 539
За 2020 Увеличение капитала — всего:	3310	0	28 703	0	2 378 006	2 406 709

в том числе: чистая прибыль		3311	x	x		x		2 377 918		2 377 918	
переоценка имущества		3312	x	28 703		x		0		28 703	
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала		3313	x	0		x		88		88	
Уменьшение капитала — всего:		3320	(0)	88		(0)		3 423 301		3 423 389	
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала		3323	x	88		x		(0)		88	
дивиденды		3327	x	x		x		3 423 301		3 423 301	
Величина капитала на 31.12.20		3300	385 520	17 011 751		19 555		5 040 033		22 456 859	
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
Чистые активы	3600	22 456 859	23 473 539	52 066 086	55 108 884						

Ключевые финансовые показатели

Показатель	Сравнение показателей за 2019 год	
	с отраслевыми (35.11.2 "Производство электроэнергии гидро- электростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электро- станций", все организации (26))	с общероссийскими (11 тыс. организаций с выручкой свыше 2 млрд. руб.)
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой не- зависимости)	0,95 0,64	0,95 0,26
1.2. Коэффициент обеспеченности собствен- ными оборотными средствами	0,7 0,2	0,7 0,08
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	1 0,9	1 0,4
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	9,9 2,4	9,9 1,3
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	9,2 1,8	9,2 1
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,03 0,3	0,03 0,1
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	57,4% 20%	57,4% 3,7%
3.2. Норма чистой прибыли	79,1% 14,9%	79,1% 1,9%
3.3. Рентабельность активов	8,3% 3,6%	8,3% 5%
Итоговый балл	+1,4 Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по отрасли.	+1,6 Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по РФ.

Сравнительный финансовый анализ показателей АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" за 2019 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" за 2019 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за 2019 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели все организации (26), занимающиеся видом деятельности "Производство электроэнергии гидроэлектростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций" (код по ОКВЭД2 35.11.2). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,95	≤0,19	0,64	≥0,88
	Значение коэффициента намного лучше среднеотраслевого, как минимум три четверти аналогичных организаций имеют меньшую долю собственных средств в капитале. Высокая доля собственного капитала положительно характеризует устойчивость организации, однако слишком высокая доля может снижать отдачу от вложенных собственником средств, делая эффективным привлечение заемных средств.			
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,75	≤-0,99	0,2	≥0,75
	Значение показателя намного лучше среднеотраслевого.			
Коэффициент обеспеченности запасов	11,6	≤-10,36	1,39	≥32,6
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Значение показателя превосходит среднеотраслевое, большинство организаций имеют худший показатель.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,98	≤0,37	0,88	≥0,96
	Большая доля собственного и долгосрочного заемного капитала в общем капитале организации обеспечила значение коэффициента покрытия инвестиций, значительно превосходящее среднеотраслевое.			

1.2. Платежеспособность АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС"

Показатели	АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	9,86	≤1,07	2,35	≥6,13
	Утрата платежеспособности в долгосрочной или среднесрочной перспективе угрожает АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" намного меньше, чем большинству сопоставимых организаций.			
Коэффициент быстрой ликвидности	9,23	≤0,93	1,77	≥6,01
	Ликвидные активы покрывают краткосрочные обязательства намного полней, чем у подавляющего большинства других предприятий отрасли; риск утраты платежеспособности в среднесрочной перспективе минимален.			
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,03	≤0,03	0,31	≥1,51
	Краткосрочные обязательства обеспечены высоколиквидными активами значительно хуже, чем у как минимум у трех четвертей аналогичных предприятий. Это может привести к проблемам погашения наиболее срочных обязательств.			

1.3. Рентабельность деятельности

Показатели	АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Рентабельность продаж	57,4%	≤2,78%	20%	≥40,6%
	По меркам отрасли организация в 2019 году имела высокую рентабельность продаж, выше, чем у 75% сопоставимых организаций.			
Рентабельность продаж по ЕВИТ	100%	≤1,74%	27,7%	≥58%
	Значительно выше среднего.			
Норма чистой прибыли	79,1%	≤0,19%	14,9%	≥32,7%
	Норма чистой прибыли показывает, сколько копеек чистой прибыли получает организация в каждом рубле выручки. У АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" высокая норма чистой прибыли, этот показатель выше, чем у ¾ аналогичных организаций.			
Коэффициент покрытия процентов к уплате	193	≤1,15	2,86	≥6,82
	Нагрузка по обслуживанию заемных средств организацией в 2019 году была существенно ниже среднеотраслевой.			
Рентабельность активов	8,3%	≤0,19%	3,57%	≥8,8%
	Отдача от использования всех активов выше среднеотраслевой.			

Рентабельность собственного капитала	8,6%	≤2,21%	6,47%	≥29,7%
Фондоотдача	0,23	≤0,35	4,87	≥17,9
Фондоотдача показывает, сколько рублей выручки приходится на каждый рубль стоимости основных фондов организации. Для фондоемких отраслей этот показатель ниже, чем для материалоемких. Фондоотдача организации существенно ниже среднеотраслевой. На это повлияла в том числе повышенная доля внеоборотных активов.				

1.4. Показатели деловой активности (оборачиваемости)

Показатели	АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	621	≥621	252	≤153
	Количество дней, необходимых для получения выручки равной среднегодовому остатку оборотных активов, значительно превышает показатели подавляющего большинства сопоставимых организаций.			
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	509	≥382	100	≤58,8
	Управление дебиторской задолженностью поставлено значительно хуже, чем в аналогичных организациях.			
Оборачиваемость активов, в днях	3478	≥2470	586	≤211
	Как минимум три четверти сопоставимых организаций распоряжаются своими активами эффективней, чем АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС".			

2. Сравнение с общероссийскими показателями

В дополнение к сравнительному анализу в рамках отрасли ниже приведено сравнение финансовых показателей АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" со всеми российскими предприятиями аналогичного масштаба деятельности. В сравнении использованы 11 тыс. российских организаций с выручкой свыше 2 млрд. руб.

Показатели	АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее значение (медиана)	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,95	≤0,08	0,26	≥0,54
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,75	≤-0,12	0,08	≥0,34
Коэффициент обеспеченности запасов	11,6	≤-0,47	0,32	≥1,66
Коэффициент покрытия инвестиций	0,98	≤0,17	0,44	≥0,73
Коэффициент текущей ликвидности	9,86	≤1,03	1,32	≥2,15
Коэффициент быстрой ликвидности	9,23	≤0,59	0,95	≥1,45
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,03	≤0,02	0,1	≥0,4
Рентабельность продаж	57,4%	≤0,96%	3,74%	≥9,72%
Рентабельность продаж по ЕВІТ	100%	≤1,18%	3,78%	≥9,88%
Норма чистой прибыли	79,1%	≤0,36%	1,94%	≥6,61%
Коэффициент покрытия процентов к уплате	193	≤1,58	4,17	≥19,4
Рентабельность активов	8,3%	≤0,98%	4,98%	≥13,8%
Рентабельность собственного капитала	8,6%	≤7,71%	23,5%	≥58,6%
Фондоотдача	0,23	≤5,57	37,3	≥323
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	621	≥196	119	≤68,4
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	509	≥97,9	52,8	≤26,5
Оборачиваемость активов, в днях	3478	≥322	170	≤88,5

3. Итоги сравнительного анализа

Формируя выводы по результатам сравнительного анализа, мы рассмотрели девять наиболее важных показателей:

- три показателя финансовой устойчивости (коэффициенты автономии, обеспеченности собственными оборотными средствами и покрытия инвестиций);
- три показателя платежеспособности (коэффициенты текущей, быстрой и абсолютной ликвидности);
- три показателя эффективности деятельности (рентабельность продаж, норма чистой прибыли, рентабельность активов).

В зависимости от попадания каждого значения в квартиль, показателям присвоен балл от -2 до +2 (-2 – 1-й квартиль, -1 – 2-й квартиль, +1 – 3-й квартиль; +2 – 4-й квартиль; 0 – значение отклоняется от медианы не более чем на 5% разницы между меди-

ной и квартилем, в который попало значение показателя). Для формирования вывода баллы обобщены с равным весом каждого показателя (найденое среднее арифметическое баллов). Полученное значение интерпретировано следующим образом

- от +1 до +2 включительно – финансовое состояние значительно лучше среднего;
- от 0.11 до +1 включительно – финансовое состояние лучше среднего;
- от -0.11 вкл до +0.11 вкл – примерно соответствует среднему;
- от -1 вкл до -0.11) – хуже среднего;
- от -2 включительно до -1 – значительно хуже среднего.

Результат расчета итогового балла для АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" представлен в следующей таблице:

Показатель	Результат сравнения показателей АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС"	
	с отраслевыми	с общероссийскими
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	+2	+2
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	+2	+2
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	+2	+2
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	+2	+2
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	+2	+2
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	-2	-1
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	+2	+2
3.2. Норма чистой прибыли	+2	+2
3.3. Рентабельность активов	+1	+1
Итоговый балл	+1.4	+1.6
	Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по отрасли.	Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по РФ.

* Существенно хуже среднего – 1-я квартиль значений, то есть наихудшие значения 25% предприятий отрасли.

** Существенно лучше среднего – 4-я квартиль значений, то есть наилучшие значения 25% предприятий отрасли

Выводы аудитора

Мы провели сравнительный анализ бухгалтерского баланса и отчета о финансовых результатах АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" (далее – Организация) за 2019 год, содержащихся в базе данных ФНС. Основным видом деятельности Организации является производство электроэнергии гидроэлектростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций (код по ОКВЭД 35.11.2). В ходе анализа мы сравнили ключевые финансовые показатели Организации со средними (медианными) значениями данных показателей конкретной отрасли (вида деятельности) и всех отраслей Российской Федерации. Среднеотраслевые и среднероссийские значения показателей рассчитаны по данным бухгалтерской отчетности за 2019 год, представленной ФНС. При расчете среднеотраслевых данных учитывались организации, величина активов которых составляет более 10 тыс. рублей и выручка за год превышает 100 тыс. рублей. Из расчета также исключались организации, отчетность которых имела существенные арифметические отклонения от правил составления бухгалтерской отчетности. По результатам сравнения каждого из девяти ключевых показателей с медианным значением нами сделан обобщенный вывод о качестве финансового состояния Организации.

В результате анализа ключевых финансовых показателей Организации нами установлено следующее. Финансовое состояние АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" на 31.12.2019 **значительно лучше** финансового состояния половины всех крупных предприятий, занимающихся видом деятельности производство электроэнергии гидроэлектростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций (код по ОКВЭД 35.11.2). При этом в 2019 году финансовое состояние Организации **ухудшилось**.

Такой же вывод можно сделать и при сравнении показателей Организации со средними показателями для всех отраслей Российской Федерации. Финансовое положение АО "КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС" **значительно лучше**, чем у большинства сопоставимых по масштабу деятельности организаций Российской Федерации, отчетность которых содержится в информационной базе ФНС и удовлетворяет указанным выше критериям.

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка	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	(9 992 061)	(10 561 814)	(11 725 634)	(12 253 271)	(7 536 439)	(1 485 534)	(1 486 107)	(1 555 972)	(1 564 480)*	(1 659 075)
Валовая прибыль (убыток)	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	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(246 271)	(258 853)	(233 814)	(278 268)	(236 643)
Прибыль (убыток) от продаж	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	94 345	98 937	105 698	23 713	50 627	133 727	84 210	88 545	80 689	106 266
Проценты к получению	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	(0)	(31 657)	(15 746)	(132 723)	(452 715)	(632 613)	(89 611)	(25 270)	22 305	(5 709)
Прочие доходы	473 509	401 310	495 991	2 240 793	4 820 770	524 663	626 580*	382 000	426 661	791 383
Прочие расходы	(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	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	(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)	(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	0	0	0	0	0	0	0	(77 862)	(97 828)	(118 957)
Изменение отложенных налоговых обязательств	(56 393)	(54 820)	(137 478)	(63 435)	(124 069)	(71 022)	(100 939)	0	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	2 692	73	35	6 376	4 478	(20 497)	29 528	0	0	0
Прочее	(2 829)	(209)	49 600	(32)	61 790	(5 052)	4 345	17 497	1 484*	38 664
Чистая прибыль (убыток)	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
Результат от переоценки вне-	1 613	174 710	105 102	844 176	108 690	499 181	328 475	0	270 921	28 703

оборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	733									
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	328	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Совокупный финансовый результат периода	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	1. 406 621

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

Источники:

3. Статистические сборники Росстата «Регионы России». – URL: <https://rosstat.gov.ru/>. (дата обращения: 27.03. 2021).

4. Электроэнергетика Сибири: краткий обзор состояния и перспективы развития. – URL: <https://marketelectro.ru/content/elektroenergetika-sibiri-kratkiy-obzor-sostoyaniya-i-perspektivy-razvitiya/> (дата обращения: 2.03. 2021).

5. Красноярская ГЭС. – URL: <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).

6. Генерирующие компании СФО. – URL: <https://marketelectro.ru/content/elektroenergetika-sibirskogo-federalnogo-okruga-vzglyad-skvoz-prizmu-sobytiy> (дата обращения: 15.06. 2021).

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 Боградского, 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ

Полное наименование: АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД"

ИНН: 2224095450

Вид деятельности (по ОКВЭД): 70.10.2 - Деятельность по управлению холдинг-компаниями

Форма собственности: 16 - Частная собственность

Организационно-правовая форма: 12267 - Непубличные акционерные общества

Отчетность составлена в **тысячах рублей**

Формат отчетности: полная

Бухгалтерская отчетность за 2011-2020 гг.

Ниже представлена бухгалтерская (финансовая) отчетность организации, полученная из официальных источников – ФНС и Росстата. Под таблицами отображено наглядное изменение важнейших показателей, а также рассчитаны ключевые финансовые коэффициенты.

Бухгалтерский баланс

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											
Нематериальные активы	1110	64	74	84	94	2	4	7	10	14	21
Основные средства	1150	5 337	5 902	6 745	6 609	7 098	8 013	8 368	8 259	14 245	9 854
Доходные вложения в материальные ценности	1160	13 216	7 595	10 011	12 822	8 583	6 621	5 554	7 333	6 804	2 574
Финансовые вложения	1170	27 163	27 246	27 316	27 816	27 733	27 291	17 631	1 029	1 127	1 662
Отложенные налоговые активы	1180	1 463	1 669	1 702	2 430	3 274	2 997	2 574	2 183	4 208	4 125
Прочие внеоборотные активы	1190	4 719	848	842	905	935	1 020	531	575	859	452
Итого по разделу I	1100	51 962	43 334	46 700	50 676	47 625	45 946	34 665	19 389	27 257	18 688
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ											
Запасы	1210	2 374	2 319	2 201	2 052	1 550	4 174	1 997	1 871	2 049	1 858
Дебиторская задолженность	1230	38 130	19 586	22 662	23 184	35 233	26 520	25 625	18 562	16 109	12 596

Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	159 482	331 159	332 141	278 500	195 500	156 874	122 059	91 294	63 783	84 852
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	3 023	10 620	1 394	9 241	2 410	813	298	16 756	26 953	1 123
Прочие оборотные активы	1260	4	23	0	0	0	0	0	185	329	340
Итого по разделу II	1200	203 013	363 707	358 398	312 977	234 693	188 381	149 979	128 668	109 223	100 769
БАЛАНС	1600	254 975	407 041	405 098	363 653	282 318	234 327	184 644	148 057	136 480	119 457
ПАССИВ											
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ											
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351
Резервный капитал	1360	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	142 137	165 919	295 880	250 077	165 465	120 119	71 829	40 326	29 946	17 200
Итого по разделу III	1300	227 326	251 108	381 069	335 266	250 654	205 308	157 018	125 515	115 135	102 389
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Отложенные налоговые обязательства	1420	337	235	334	328	418	375	443	304	211	81
Итого по разделу IV	1400	337	235	334	328	418	375	443	304	211	81
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Кредиторская задолженность	1520	22 210	149 636	17 585	18 296	19 964	18 877	19 676	17 090	17 241	13 354
Оценочные обязательства	1540	5 102	6 062	6 110	9 763	11 282	9 767	7 507	5 148	3 893	3 633
Итого по разделу V	1500	27 312	155 698	23 695	28 059	31 246	28 644	27 183	22 238	21 134	16 987
БАЛАНС	1700	254 975	407 041	405 098	363 653	282 318	234 327	184 644	148 057	136 480	119 457

Краткий анализ баланса

Динамика показателей капитала, внеоборотных активов (итог первого раздела баланса) и общей величины активов (сальдо баланса) изображена на следующем графике:

Далее рассчитаны 3 показателя, на которые следует обращать внимание пользователям отчетности в первую очередь.

Финансовый показатель	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Чистые активы	227 326	251 108	381 069	335 266	250 654	205 308	157 018	125 515	115 135	102 389
Коэффициент автономии (норма: 0,5 и более)	0.89	0.62	0.94	0.92	0.89	0.88	0.85	0.85	0.84	0.86
Коэффициент текущей ликвидности (норма: 1,5-2 и выше)	7.4	2.3	15.1	11.2	7.5	6.6	5.5	5.8	5.2	5.9

Отчет о финансовых результатах (прибылях и убытках)

Финансовые результаты представлены в стандартном виде, по форме, утвержденной Приказом Минфина РФ от 02.07.2010 N 66н. Если в отчетности цифры за соответствующий год отличались от представленных ранее, мы отдаем приоритет более поздним данным.

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Выручка	2110	182 169	172 106	174 592	171 530	190 928	169 449	145 766	118 818	115 062	97 342
Себестоимость продаж	2120	(45 463)	(45 749)	(47 781)	(43 292)	(45 912)	(37 870)	(38 898)	(31 833)	(36 640)	(32 426)
Валовая прибыль (убыток)	2100	136 706	126 357	126 811	128 238	145 016	131 579	106 868	86 985	78 422	64 916
Управленческие расходы	2220	(97 452)	(96 095)	(91 003)	(92 003)	(98 906)	(85 183)	(78 245)	(73 542)	(64 615)	(65 084)
Прибыль (убыток) от продаж	2200	39 254	30 262	35 808	36 235	46 110	46 396	28 623	13 443	13 807	(168)
Доходы от участия в других организациях	2310	21 209	36 993	28 784	74 357	29 914	23 927	11 477	4 902	4 197	3 071
Проценты к получению	2320	10 284	24 177	20 768	21 142	17 803	19 620	8 483	7 655	6 465	5 292
Проценты к уплате	2330	(0)	(12)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(2)
Прочие доходы	2340	1 743	3 161	944	1 845	1 932	1 895	24 695	16 167	3 272	9 224
Прочие расходы	2350	(15 345)	(11 067)	(6 752)	(5 390)	(10 247)	(4 854)	(29 714)	(16 888)	(4 139)	(10 241)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	57 145	83 514	79 552	128 189	85 512	86 984	43 564	25 279	23 602	7 176
Налог на прибыль	2410	(9 877)	(11 175)	(10 440)*	(11 325)	(13 100)	(13 810)	(7 787)	(4 717)	(4 221)	(2 183)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это	2411	(9 569)	(11	(10 440)	(11	(13	(13	(7	(4	(4	(2 183)

стр. 2410)			241)		325)*	100)*	810)*	787)*	717)*	221)*	
отложенный налог на прибыль	2412	(308)	66	0	0	0	0	0	0	0	0
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	0	0	(6)	91	(43)	68	(139)	(92)	(130)	28
Изменение отложенных налоговых активов	2450	0	0	(728)	(329)	277	423	391	(2 025)	82	1 145
Чистая прибыль (убыток)	2400	47 268	72 339	68 378	116 626	72 646	73 665	36 029	18 445	19 333	6 166
СПРАВОЧНО											
Совокупный финансовый результат периода	2500	47 268	72 339	68 378	116 626	72 646	73 665	36 029	18 445	19 333	6 166

Краткий анализ финансовых результатов

Основные показатели рентабельности, а также показатель EBIT (прибыль до вычета налогов и процентов к уплате), за последние годы можно проследить на графике и в таблице:

Финансовый показатель	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
EBIT	57 145	83 526	79 552	128 189	85 512	86 984	43 564	25 279	23 602
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки)	21.5%	17.6%	20.5%	21.1%	24.2%	27.4%	19.6%	11.3%	12%
Рентабельность собственного капитала (ROE)	20%	23%	19%	40%	32%	41%	26%	15%	18%
Рентабельность активов (ROA)	14.3%	17.8%	17.8%	36.1%	28.1%	35.2%	21.7%	13%	15.1%

Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Денежные потоки от текущих операций										
Поступления — всего	4110	335 684	393 932	221 745	227 092	243 914	199 577	169 390	139 735	130 165
в том числе:	4111	194 073	193 820	187 141	182 857	205 013	182 093	154 230	126 189	116 361
от продажи продукции, товаров, работ и услуг										
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	18 605	16 638	17 142	16 575	13 853	13 488	13 409	12 244	10 035
прочие поступления	4119	123 006	183 474	17 462	27 660	25 048	3 996	1 751	1 302	3 769
Платежи — всего	4120	(200 281)	(195 325)	(348 794)	(262 206)	(238 814)	(167 603)	(151 047)	(132 876)	(124 306)

в том числе: поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(66 267)	(65 786)	(63 853)	(61 607)	(69 376)	(56 527)	(60 037)	(52 300)	(51 972)
в связи с оплатой труда работников	4122	(85 164)	(84 654)	(85 417)	(80 811)	(82 636)	(71 009)	(51 450)	(42 018)	(35 613)
процентов по долговым обязательствам	4123	(0)	(12)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
налога на прибыль организаций	4124	(9 842)	(11 340)	(9 500)	(11 496)	(15 768)	(14 337)	(7 504)	(3 264)	(4 498)
прочие платежи	4129	(39 008)	(33 533)	(190 024)	(108 292)	(71 034)	(25 730)	(32 056)	(35 294)	(32 223)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	135 403	198 607	(127 049)	(35 114)	5 100	31 974	18 343	6 859	5 859
Денежные потоки от инвестиционных операций										
Поступления — всего	4210	109 356	55 007	154 480	76 528	39 139	30 793	111 891	28 403	28 555
в том числе:	4211	960	2 701	244	425	590	82	886	6 388	2 326
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4212	0	0	0	0	225	0	1 134	4 957	574
от продажи акций других организаций (долей участия)	4213	14 659	4 532	8 259	1 597	7 779	5 993	92 444	6 000	17 365
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4214	25 737	47 774	33 477	74 506	30 545	24 718	17 018	9 044	8 290
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4219	68 000	0	112 500	0	0	0	409	2 014	0
прочие поступления	4220	(51 176)	(172 218)	(12 703)	(3 083)	(15 342)	(13 345)	(36 635)	(33 951)	(17 680)
Платежи — всего	4221	(25 259)	(238)	(1 303)	(1 403)	(12 212)	(5 695)	(1 624)	(3 964)	(9 261)
в том числе:	4222	(55)	(0)	(0)	(0)	(0)	(550)	(971)	(4 987)	(19)
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4223	(25 862)	(6 980)	(11 400)	(1 680)	(3 130)	(7 100)	(34 040)	(25 000)	(8 400)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)										
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам										

прочие платежи	4229	(0)	(165 000)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	58 180	(117 211)	141 777	73 445	23 797	17 448	75 256	(5 548)	10 875
Денежные потоки от финансовых операций										
Поступления — всего	4310	0	3 000	0	0	0	19 468	1 418	2 978	22 284
в том числе:	4311	0	3 000	0	0	0	0	0	0	0
получение кредитов и займов										
прочие поступления	4319	0	0	0	0	0	19 468	1 418	2 978	22 284
Платежи — всего	4320	(201 180)	(75 170)	(22 575)	(31 500)	(27 300)	(68 375)	(111 475)	(14 486)	(13 188)
на уплату дивидендов и иных платежей	4322	(201 180)	(72 170)	(22 575)	(30 280)	(27 121)	(25 375)	(2 719)	(6 486)	(5 188)
по распределению прибыли в пользу собственников (участников) в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(0)	(3 000)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
прочие платежи	4329	(0)	(0)	(0)	(1 220)	(179)	(43 000)	(108 756)	(8 000)	(8 000)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(201 180)	(72 170)	(22 575)	(31 500)	(27 300)	(48 907)	(110 057)	(11 508)	9 096
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	(7 597)	9 226	(7 847)	6 831	1 597	515	(16 458)	(10 197)	25 830
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	10 620	1 394	0	0	0	0	0	0	0
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	3 023	10 620	0	0	0	0	0	0	0

Отчет об изменениях капитала за 2020 год

Наименование показателя		Код	Уставный капитал	Добавочный капитал			Резервный капитал			Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)			Итого
Величина капитала на 31.12.19		3200	1 750	83 351			88			165 919			251 108
За 2020 Увеличение капитала — всего:		3310	0	0			0			47 268			47 268
в том числе: чистая прибыль		3311	х	х			х			47 268			47 268
Уменьшение капитала — всего:		3320	(0)	(0)			(0)			(71 050)			(71 050)
дивиденды		3327	х	х			х			(71 050)			(71 050)
Величина капитала на 31.12.20		3300	1 750	83 351			88			142 137			227 326
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		
Чистые активы	3600	227 326	251 108	381 069	335 266	250 654	205 308	157 018	125 515	115 135	102 389		

Финансовое состояние АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД"

Ключевые финансовые показатели

Показатель	Сравнение показателей за 2019 год	
	с отраслевыми (70.10.2 "Деятельность по управлению холдинг-компаниями", 72 организации с выручкой 120 - 800 млн. руб.)	с общероссийскими (113 тыс. организаций с выручкой 120 - 800 млн. руб.)
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	0,62 0,31	0,62 0,22
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,6 -0,02	0,6 0,1
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	0,6	0,6

Показатель	Сравнение показателей за 2019 год	
	с отраслевыми (70.10.2 "Деятельность по управлению холдинг-компаниями", 72 организации с выручкой 120 - 800 млн. руб.)	с общероссийскими (113 тыс. организаций с выручкой 120 - 800 млн. руб.)
	0,5	0,3
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	2,3 1	2,3 1,3
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	2,3 1	2,3 1
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	2,2 0,2	2,2 0,09
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	17,6% 4,6%	17,6% 3%
3.2. Норма чистой прибыли	42% 2,9%	42% 1,6%
3.3. Рентабельность активов	17,8% 3,4%	17,8% 4,8%
Итоговый балл	+1,4 Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по отрасли.	+1,8 Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по РФ.

Сравнительный финансовый анализ показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" за 2019 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" за 2019 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за 2019 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели 72 организации с выручкой 120 - 800 млн. руб., занимающиеся видом деятельности "Деятельность по управлению холдинг-компаниями" (код по ОКВЭД2 70.10.2). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,62	≤0,07	0,31	≥0,72
	Значение коэффициента лучше среднеотраслевого, как минимум половина аналогичных организаций имеют меньшую долю собственных средств, то есть обладают меньшей финансовой устойчивостью.			
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,57	≤-0,57	-0,02	≥0,52
	Значение показателя намного лучше среднеотраслевого.			
Коэффициент обеспеченности запасов	89,6	≤-80,94	-0,14	≥63,2
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Коэффициент обеспеченности запасов собственными средствами значительно лучше среднего по отрасли, как минимум у ¾ аналогичных организаций этот коэффициент ниже.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,62	≤0,18	0,47	≥0,78
	Значительная доля собственного и долгосрочного заемного капитала в общем капитале организации обеспечила коэффициент покрытия инвестиций, превосходящий среднеотраслевой.			

1.2. Платежеспособность АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД"

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое зна- чение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	2,34	≤0,76	1,02	≥2,49
	Утрата платежеспособности в долгосрочной или среднесрочной перспективе угрожает АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" меньше, чем большинству сопоставимых организаций.			
Коэффициент быстрой ликвидности	2,32	≤0,64	0,98	≥2,23
	Ликвидные активы покрывают краткосрочные обязательства намного полней, чем у подавляющего большинства других предприятий отрасли; риск утраты платежеспособности в среднесрочной перспективе минимален.			
Коэффициент абсо- лютной ликвидности	2,2	≤0,01	0,15	≥0,71
	Доля краткосрочных обязательств, обеспеченных высоколиквидными активами организации, намного выше, чем у большинства аналогичных предприятий. Это говорит об отсутствии риска кассовых разрывов при погашении текущих обязательств.			

1.3. Рентабельность деятельности

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое зна- чение	Существенно лучше** среднего
Рентабельность про- даж	17,6%	≤-0,21%	4,61%	≥18,1%
	Прибыль от продаж в каждом рубле выручки выше, чем у большинства аналогичных организаций.			
Рентабельность про- даж по ЕВИТ	48,5%	≤0,63%	8,3%	≥50,4%
	Выше среднего.			
Норма чистой прибы- ли	42%	≤0,04%	2,93%	≥38,4%
	Норма чистой прибыли показывает, сколько копеек чистой прибыли получает организация в каждом рубле выручки. У АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" высокая норма чистой прибыли, этот показатель выше, чем как минимум у ¾ аналогичных организаций.			
Коэффициент покры- тия процентов к упла-	6960	≤1,03	7,67	≥34,6
	Нагрузка по обслуживанию заемных средств организацией в 2019 году была существенно ниже среднеотраслевой.			

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое зна- чение	Существенно лучше** среднего
те				
Рентабельность акти- вов	17,8%	≤0,08%	3,4%	≥21,6%
	Отдача от использования всех активов выше, чем у большинства сопоставимых предприятий.			
Рентабельность соб- ственного капитала	22,9%	≤4,12%	22,9%	≥97,8%
	Отдача от собственного капитала в 2019 году нижесреднеотраслевой.			
Фондоотдача	27,2	≤10,2	40,8	≥122
	Фондоотдача показывает, сколько рублей выручки приходится на каждый рубль стоимости основных фондов организации. Для фондоемких от- раслей этот показатель ниже, чем для материалоемких. Фондоотдача организации ниже среднеотраслевой.			

1.4. Показатели деловой активности (оборачиваемости)

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно луч- ше** среднего
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	765	≥463	176	≤73,2
	Организации требуется значительно больше времени для получения выручки равной величине оборотных активов, чем аналогичным предприятиям.			
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	44,8	≥235	75,5	≤43,5
	Управление дебиторской задолженностью поставлено лучше, чем в аналогичных организациях.			
Оборачиваемость активов, в днях	861	≥1223	276	≤128
	Организация распоряжается всеми имеющимися активами менее эффективно, чем большинство других сравниваемых предприятий.			

2. Сравнение с общероссийскими показателями

В дополнение к сравнительному анализу в рамках отрасли ниже приведено сравнение финансовых показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" со всеми российскими предприятиями аналогичного масштаба деятельности. В сравнении использованы 113 тыс. российских организаций с выручкой 120 - 800 млн. руб.

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее значение (медиана)	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,62	$\leq 0,05$	0,22	$\geq 0,55$
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,57	$\leq -0,01$	0,11	$\geq 0,44$
Коэффициент обеспеченности запасов	89,6	$\leq -0,06$	0,42	$\geq 1,91$
Коэффициент покрытия инвестиций	0,62	$\leq 0,09$	0,34	$\geq 0,68$
Коэффициент текущей ликвидности	2,34	$\leq 1,02$	1,28	$\geq 2,34$
Коэффициент быстрой ликвидности	2,32	$\leq 0,58$	0,95	$\geq 1,54$
Коэффициент абсолютной ликвидности	2,2	$\leq 0,01$	0,09	$\geq 0,36$
Рентабельность продаж	17,6%	$\leq 0,67\%$	3%	$\geq 8,53\%$
Рентабельность продаж по EBIT	48,5%	$\leq 0,69\%$	2,73%	$\geq 8,26\%$
Норма чистой прибыли	42%	$\leq 0,31\%$	1,62%	$\geq 5,77\%$
Коэффициент покрытия процентов к уплате	6960	$\leq 1,56$	5,4	≥ 27
Рентабельность активов	17,8%	$\leq 0,79\%$	4,83%	$\geq 15,7\%$
Рентабельность собственного капитала	22,9%	$\leq 9,93\%$	34,5%	$\geq 86,3\%$
Фондоотдача	27,2	$\leq 8,95$	44,3	≥ 229

Оборачиваемость оборотных активов, в днях	765	≥ 215	117	$\leq 63,9$
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	44,8	≥ 106	53,2	$\leq 24,6$
Оборачиваемость активов, в днях	861	≥ 275	143	$\leq 75,8$

3. Итоги сравнительного анализа

Формируя выводы по результатам сравнительного анализа, мы рассмотрели девять наиболее важных показателей:

- три показателя финансовой устойчивости (коэффициенты автономии, обеспеченности собственными оборотными средствами и покрытия инвестиций);
- три показателя платежеспособности (коэффициенты текущей, быстрой и абсолютной ликвидности);
- три показателя эффективности деятельности (рентабельность продаж, норма чистой прибыли, рентабельность активов).

В зависимости от попадания каждого значения в квартиль, показателям присвоен балл от -2 до +2 (-2 – 1-й квартиль, -1 – 2-й квартиль, +1 – 3-й квартиль; +2 – 4-й квартиль; 0 – значение отклоняется от медианы не более чем на 5% разницы между медианой и квартилем, в который попало значение показателя). Для формирования вывода баллы обобщены с равным весом каждого показателя (найденное среднее арифметическое баллов). Полученное значение интерпретировано следующим образом

- от +1 до +2 включительно – финансовое состояние значительно лучше среднего;
- от 0.11 до +1 включительно – финансовое состояние лучше среднего;
- от -0.11 вкл до +0.11 вкл – примерно соответствует среднему;
- от -1 вкл до -0.11) – хуже среднего;
- от -2 включительно до -1 – значительно хуже среднего.

Результат расчета итогового балла для АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" представлен в следующей таблице:

Показатель	Результат сравнения показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД"	
	с отраслевыми	с общероссийскими
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	+1	+2
1.2. Коэффициент обеспеченности собствен-	+2	+2

ными оборотными средствами		
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	+1	+1
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	+1	+1
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	+2	+2
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	+2	+2
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	+1	+2
3.2. Норма чистой прибыли	+2	+2
3.3. Рентабельность активов	+1	+2
Итоговый балл	+1.4	+1.8
	Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по отрасли.	Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по РФ.

* Существенно хуже среднего – 1-я квартиль значений, то есть наихудшие значения 25% предприятий отрасли.

** Существенно лучше среднего – 4-я квартиль значений, то есть наилучшие значения 25% предприятий отрасли.

Выводы аудитора

Мы провели сравнительный анализ бухгалтерского баланса и отчета о финансовых результатах АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" (далее – Организация) за 2019 год, содержащихся в базе данных ФНС. Основным видом деятельности Организации является деятельность по управлению холдинг-компаниями (код по ОКВЭД 70.10.2). В ходе анализа мы сравнили ключевые финансовые показатели Организации со средними (медианными) значениями данных показателей конкретной отрасли (вида деятельности) и всех отраслей Российской Федерации. Среднеотраслевые и среднероссийские значения показателей рассчитаны по данным бухгалтерской отчетности за 2019 год, представленной ФНС. При расчете среднеотраслевых данных учитывались организации, величина активов которых составляет более 10 тыс. рублей и выручка за год превышает 100 тыс. рублей. Из расчета также исключались организации, отчетность которых имела существенные арифметические отклонения от правил составления бухгалтерской отчетности. При сравнении использованы среднеотраслевые показатели организаций сопоставимого масштаба деятельности - малые предприятия (выручка от 120 до 800 млн рублей в год). По результатам сравнения каждого из девяти ключевых показателей с медианным значением нами сделан обобщенный вывод о качестве финансового состояния Организации.

В результате анализа ключевых финансовых показателей Организации нами установлено следующее. Финансовое состояние АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" на 31.12.2019 **значительно лучше** финансового состояния половины всех малых предприятий, занимающихся видом деятельности деятельность по управлению холдинг-компаниями (код по ОКВЭД 70.10.2). При этом в 2019 году финансовое состояние Организации **ухудшилось**.

Этот вывод подтверждает и результат сравнения финансовых показателей Организации со средними общероссийскими показателями. Финансовое положение АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" **значительно лучше**, чем у большинства сопоставимых по масштабу деятельности организаций Российской Федерации, отчетность которых содержится в информационной базе ФНС и удовлетворяет указанным выше критериям.

Сравнительный финансовый анализ показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" за 2019 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" за 2019 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за 2019 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели 72 организации с выручкой 120 - 800 млн. руб., занимающиеся видом деятельности "Деятельность по управлению холдинг-компаниями" (код по ОКВЭД2 70.10.2). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,62	$\leq 0,07$	0,31	$\geq 0,72$
	Значение коэффициента лучше среднеотраслевого, как минимум половина аналогичных организаций имеют меньшую долю собственных средств, то есть обладают меньшей финансовой устойчивостью.			
Коэффициент обеспеченности собственными	0,57	$\leq -0,57$	-0,02	$\geq 0,52$
	Значение показателя намного лучше среднеотраслевого.			

оборотными средствами				
Коэффициент обеспеченности запасов	89,6	≤-80,94	-0,14	≥63,2
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Коэффициент обеспеченности запасов собственными средствами значительно лучше среднего по отрасли, как минимум у $\frac{3}{4}$ аналогичных организаций этот коэффициент ниже.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,62	≤0,18	0,47	≥0,78
	Значительная доля собственного и долгосрочного заемного капитала в общем капитале организации обеспечила коэффициент покрытия инвестиций, превосходящий среднеотраслевой.			

1.2. Платежеспособность АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД"

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	2,34	≤0,76	1,02	≥2,49
	Утрата платежеспособности в долгосрочной или среднесрочной перспективе угрожает АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" меньше, чем большинству сопоставимых организаций.			
Коэффициент быстрой ликвидности	2,32	≤0,64	0,98	≥2,23
	Ликвидные активы покрывают краткосрочные обязательства намного полней, чем у подавляющего большинства других предприятий отрасли; риск утраты платежеспособности в среднесрочной перспективе минимален.			
Коэффициент абсолютной ликвидности	2,2	≤0,01	0,15	≥0,71
	Доля краткосрочных обязательств, обеспеченных высоколиквидными активами организации, намного выше, чем у большинства аналогичных предприятий. Это говорит об отсутствии риска кассовых разрывов при погашении текущих обязательств.			

1.3. Рентабельность деятельности

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Рентабельность продаж	17,6%	≤0,21%	4,61%	≥18,1%
	Прибыль от продаж в каждом рубле выручки выше, чем у большинства аналогичных организаций.			
Рентабельность продаж по EBIT	48,5%	≤0,63%	8,3%	≥50,4%
	Выше среднего.			
Норма чистой прибыли	42%	≤0,04%	2,93%	≥38,4%
	Норма чистой прибыли показывает, сколько копеек чистой прибыли получает организация в каждом рубле выручки. У АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" высокая норма чистой прибыли, этот показатель выше, чем как минимум у ¾ аналогичных организаций.			
Коэффициент покрытия процентов к уплате	6960	≤1,03	7,67	≥34,6
	Нагрузка по обслуживанию заемных средств организацией в 2019 году была существенно ниже среднеотраслевой.			
Рентабельность активов	17,8%	≤0,08%	3,4%	≥21,6%
	Отдача от использования всех активов выше, чем у большинства сопоставимых предприятий.			
Рентабельность собственного капитала	22,9%	≤4,12%	22,9%	≥97,8%
	Отдача от собственного капитала в 2019 году ниже среднеотраслевой.			
Фондоотдача	27,2	≤10,2	40,8	≥122
	Фондоотдача показывает, сколько рублей выручки приходится на каждый рубль стоимости основных фондов организации. Для фондоемких отраслей этот показатель ниже, чем для материалоемких. Фондоотдача организации ниже среднеотраслевой.			

1.4. Показатели деловой активности (оборачиваемости)

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	765	≥463	176	≤73,2
	Организации требуется значительно больше времени для получения выручки равной величине оборотных активов, чем аналогичным предприятиям.			
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	44,8	≥235	75,5	≤43,5
	Управление дебиторской задолженностью поставлено лучше, чем в аналогичных организациях.			

Оборачиваемость активов, в днях	861	≥1223	276	≤128
	Организация распоряжается всеми имеющимися активами менее эффективно, чем большинство других сравниваемых предприятий.			

2. Сравнение с общероссийскими показателями

В дополнение к сравнительному анализу в рамках отрасли ниже приведено сравнение финансовых показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" со всеми российскими предприятиями аналогичного масштаба деятельности. В сравнении использованы 113 тыс. российских организаций с выручкой 120 - 800 млн. руб.

Показатели	АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее значение (медиана)	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,62	≤0,05	0,22	≥0,55
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,57	≤-0,01	0,11	≥0,44
Коэффициент обеспеченности запасов	89,6	≤-0,06	0,42	≥1,91
Коэффициент покрытия инвестиций	0,62	≤0,09	0,34	≥0,68
Коэффициент текущей ликвидности	2,34	≤1,02	1,28	≥2,34
Коэффициент быстрой ликвидности	2,32	≤0,58	0,95	≥1,54
Коэффициент абсолютной ликвидности	2,2	≤0,01	0,09	≥0,36
Рентабельность продаж	17,6%	≤0,67%	3%	≥8,53%
Рентабельность продаж по ЕВИТ	48,5%	≤0,69%	2,73%	≥8,26%
Норма чистой прибыли	42%	≤0,31%	1,62%	≥5,77%
Коэффициент покрытия процентов к уплате	6960	≤1,56	5,4	≥27
Рентабельность активов	17,8%	≤0,79%	4,83%	≥15,7%
Рентабельность собственного	22,9%	≤9,93%	34,5%	≥86,3%

капитала				
Фондоотдача	27,2	$\leq 8,95$	44,3	≥ 229
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	765	≥ 215	117	$\leq 63,9$
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	44,8	≥ 106	53,2	$\leq 24,6$
Оборачиваемость активов, в днях	861	≥ 275	143	$\leq 75,8$

3. Итоги сравнительного анализа

Формируя выводы по результатам сравнительного анализа, мы рассмотрели девять наиболее важных показателей:

- три показателя финансовой устойчивости (коэффициенты автономии, обеспеченности собственными оборотными средствами и покрытия инвестиций);
- три показателя платежеспособности (коэффициенты текущей, быстрой и абсолютной ликвидности);
- три показателя эффективности деятельности (рентабельность продаж, норма чистой прибыли, рентабельность активов).

В зависимости от попадания каждого значения в квартиль, показателям присвоен балл от -2 до +2 (-2 – 1-й квартиль, -1 – 2-й квартиль, +1 – 3-й квартиль; +2 – 4-й квартиль; 0 – значение отклоняется от медианы не более чем на 5% разницы между медианой и квартилем, в который попало значение показателя). Для формирования вывода баллы обобщены с равным весом каждого показателя (найденное среднее арифметическое баллов). Полученное значение интерпретировано следующим образом

- от +1 до +2 включительно – финансовое состояние значительно лучше среднего;
- от 0.11 до +1 включительно – финансовое состояние лучше среднего;
- от -0.11 вкл до +0.11 вкл – примерно соответствует среднему;
- от -1 вкл до -0.11) – хуже среднего;
- от -2 включительно до -1 – значительно хуже среднего.

Результат расчета итогового балла для АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД" представлен в следующей таблице:

Показатель	Результат сравнения показателей АО "ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ "БАРНАУЛЬСКИЙ СТАНКО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД"	
	с отраслевыми	с общероссийскими
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	+1	+2
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	+2	+2
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	+1	+1
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	+1	+1
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	+2	+2
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	+2	+2
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	+1	+2
3.2. Норма чистой прибыли	+2	+2
3.3. Рентабельность активов	+1	+2
Итоговый балл	+1.4 Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по отрасли.	+1.8 Финансовое состояние организации значительно лучше среднего по РФ.

* Существенно хуже среднего – 1-я квартиль значений, то есть наихудшие значения 25% предприятий отрасли.

** Существенно лучше среднего – 4-я квартиль значений, то есть наилучшие значения 25% предприятий отрасли.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Источник [259]

ИНН: 2221064060

Вид деятельности (по ОКВЭД): 36.00 - Забор, очистка и распределение воды

Форма собственности: 16 - Частная собственность

Организационно-правовая форма: 12300 - Общества с ограниченной ответственностью

Отчетность составлена в **тысячах рублей**

Формат отчетности: полная

Бухгалтерская отчетность за 2011-2020 гг.

Ключевые отчетные формы организации, представленные ей в официальные органы РФ (ФНС и Росстат), приведены ниже. Кроме того, на графиках наглядно приведена динамика ключевых финансовых показателей.

В бухгалтерской отчетности организации содержатся сведения о том, что она была проверена аудиторской фирмой АО «2К» (ИНН 7734000085, ОГРН 1027700031028). Результаты проверки уточняйте в аудиторском заключении. Данные об аудиторе рекомендуем проверить по реестру аудиторских фирм.

Бухгалтерский баланс

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
Нематериальные активы	0	48	43	38	33	28	23	116	4 576	8
Основные средства	322 707	342 949	492 437	547 152	721 924*	795 720	987 636	1 219 384*	1 526 346	1 728 111*
Доходные вложения в материальные ценности	240	74	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые вложения	1	1	1	5 550	210	387 002	387 002	387 002	387 002	387 002
Отложенные налоговые активы	58 303	51 892	23 273	33 747	34 361	40 529	41 195	29 916	25 894	31 720
Прочие внеоборотные активы	0	0	0	0	2 688	3 636	3 625	5 211	6 981	5 991
Итого по разделу	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*

I										
Запасы	16 294	19 032	18 208	15 201	27 514	26 206	28 602	32 339	43 205	44 076
Налог на добав- ленную стоимость по приобретен- ным ценностям	661	751	969	890	961	1 842	0	42	45	35
Дебиторская за- долженность	462 028	557 010	400 615	321 210	299 248	259 813	347 824	313 525	305 705*	355 927
Финансовые вло- жения (за исклю- чением денежных эквивалентов)	0	0	0	10 810	36 150	0	0	0	0	0
Денежные сред- ства и денежные эквиваленты	58 947	150 484	286 868	443 734	489 542	598 014	590 525	499 815	297 005	315 476
Прочие оборот- ные активы	14 694	593	738	0	0	2 064	2 663	1 065	192	958
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 ка- питал, уставный фонд, вклады то- варищей)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Нераспределенная прибыль (непо- крытый 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*
Заемные средства	120 250	94 250	84 500	68 250	55 250	394 220	332 450	271 150	209 850	348 537
Отложенные налоговые обяза- тельства	104 368	101 856	87 820	81 449	79 336	68 187	49 820	30 539	35 683	35 503
Прочие обяза- тельства	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42 730
Итого по разделу IV	224 618	196 106	172 320	149 699	134 586	462 407	382 270	301 689	245 533	426 770

Заемные средства	192 049	235 920	266 872	239 237	271 149	263 486	300 265	253 347	252 949	97 645
Кредиторская задолженность	261 761	368 472	376 024	431 839	514 191*	430 500	473 755	413 166	420 666	574 648*
Оценочные обяза- тельства	16 678	11 566	10 479	25 592	26 222	51 281	59 273	61 892	71 038	62 061
Прочие обяза- тельства	19 917	752	970	890	955	1 061	0	41	41	0
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

ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ

Полное наименование: ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ"

ИНН: 2221064060

Вид деятельности (по ОКВЭД): 36.00 - Забор, очистка и распределение воды

Форма собственности: 16 - Частная собственность

Организационно-правовая форма: 12300 - Общества с ограниченной ответственностью

Отчетность составлена в **тысячах рублей**

Формат отчетности: полная

Бухгалтерская отчетность за 2011-2020 гг.

Ключевые отчетные формы организации, представленные ей в официальные органы РФ (ФНС и Росстат), приведены ниже. Кроме того, на графиках наглядно приведена динамика ключевых финансовых показателей.

В бухгалтерской отчетности организации содержатся сведения о том, что она была проверена аудиторской фирмой АО «2К» (ИНН 7734000085, ОГРН 1027700031028). Результаты проверки уточняйте в аудиторском заключении. Данные об аудиторе рекомендуем проверить по реестру аудиторских фирм.

Бухгалтерский баланс

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											
Нематериальные активы	1110	8	4 576	116	23	28	33	38	43	48	0
Основные средства	1150	1 728 111*	1 526 346	1 219 384*	987 636	795 720	721 924*	547 152	492 437	342 949	322 707
Доходные вложения в материальные ценности	1160	0	0	0	0	0	0	0	0	74	240
Финансовые вложения	1170	387 002	387 002	387 002	387 002	387 002	210	5 550	1	1	1
Отложенные налоговые активы	1180	31 720	25 894	29 916	41 195	40 529	34 361	33 747	23 273	51 892	58 303
Прочие внеоборотные активы	1190	5 991	6 981	5 211	3 625	3 636	2 688	0	0	0	0
Итого по разделу I	1100	2 152 832*	1 950 799	1 641 629*	1 419 481	1 226 915	759 216	586 487	515 754	394 964	381 251

II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ											
Запасы	1210	44 076	43 205	32 339	28 602	26 206	27 514	15 201	18 208	19 032	16 294
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	35	45	42	0	1 842	961	890	969	751	661
Дебиторская задолженность	1230	355 927	305 705*	313 525	347 824	259 813	299 248	321 210	400 615	557 010	462 028
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	0	0	0	0	0	36 150	10 810	0	0	0
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	315 476	297 005	499 815	590 525	598 014	489 542	443 734	286 868	150 484	58 947
Прочие оборотные активы	1260	958	192	1 065	2 663	2 064	0	0	738	593	14 694
Итого по разделу II	1200	716 472	646 152	846 786	969 614	887 939	853 415	791 845	707 398	727 870	552 624
БАЛАНС	1600	2 869 304	2 596 951	2 488 415	2 389 095	2 114 854	1 612 631	1 378 332	1 223 152	1 122 834	933 875
ПАССИВ											
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ											
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	1 708 170*	1 606 714	1 458 270	1 173 522	906 109	665 518	531 065	396 477	310 008	218 842
Итого по разделу III	1300	1 708 180*	1 606 724	1 458 280	1 173 532	906 119	665 528	531 075	396 487	310 018	218 852
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Заемные средства	1410	348 537	209 850	271 150	332 450	394 220	55 250	68 250	84 500	94 250	120 250
Отложенные налоговые обязательства	1420	35 503	35 683	30 539	49 820	68 187	79 336	81 449	87 820	101 856	104 368
Прочие обязательства	1450	42 730	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого по разделу IV	1400	426 770	245 533	301 689	382 270	462 407	134 586	149 699	172 320	196 106	224 618
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Заемные средства	1510	97 645	252 949	253 347	300 265	263 486	271 149	239 237	266 872	235 920	192 049
Кредиторская задолженность	1520	574 648*	420 666	413 166	473 755	430 500	514 191*	431 839	376 024	368 472	261 761
Оценочные обязательства	1540	62 061	71 038	61 892	59 273	51 281	26 222	25 592	10 479	11 566	16 678
Прочие обязательства	1550	0	41	41	0	1 061	955	890	970	752	19 917
Итого по разделу V	1500	734 354	744 694	728 446	833 293	746 328	812 517*	697 558	654 345	616 710	490 405
БАЛАНС	1700	2 869 304	2 596 951	2 488 415	2 389 095	2 114 854	1 612 631	1 378 332	1 223 152	1 122 834	933 875

Краткий анализ баланса

Изменение капитала и резервов (итог третьего раздела баланса), а также сумма внеоборотных и всех активов организации представлены на следующем графике:

Далее рассчитаны 3 показателя, на которые следует обращать внимание пользователям отчетности в первую очередь.

Финансовый показатель	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Чистые активы	1 708 181	1 606 724	1 458 280	1 173 532	906 118	665 528	531 075	396 487	310 018	218 852
Коэффициент автономии (норма: 0,5 и более)	0.6	0.62	0.59	0.49	0.43	0.41	0.39	0.32	0.28	0.23
Коэффициент текущей ликвидности (норма: 1,5-2 и выше)	1	0.9	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.1

Отчет о финансовых результатах (прибылях и убытках)

Финансовые результаты представлены в стандартном виде, по форме, утвержденной Приказом Минфина РФ от 02.07.2010 N 66н.

Иногда имеет место ситуация, когда цифры в отчетности, сданной в электронном виде в ФНС или Росстат в последующих годах, отличаются от представленных ранее. В таком случае мы отдаем приоритет более поздним данным.

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Выручка	2110	1 773 366	1 807 214	1 891 964	1 775 569	1 647 134	1 439 025	1 288 806	1 262 295	1 218 291	1 253 347
Себестоимость продаж	2120	(1 229 167)	(1 108 992)	(1 069 570)	(994 009)	(932 789)	(847 378)	(810 782)	(814 730)	(773 884)	(771 876)
Валовая прибыль (убыток)	2100	544 199	698 222	822 394	781 560	714 345	591 647	478 024	447 565	444 407	481 471
Коммерческие расходы	2210	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(565)
Управленческие расходы	2220	(415 194)	(402 180)	(374 560)	(389 007)	(361 353)	(361 156)	(241 562)	(267 556)	(281 561)	(254 296)
Прибыль (убыток) от продаж	2200	129 005	296 042	447 834	392 553	352 992	230 491	236 462	180 009	162 846	226 610
Доходы от участия в других организациях	2310	7 578	9 326	7 345	0	0	0	0	0	0	0
Проценты к получению	2320	16 076	29 313	34 255	45 624	51 103	39 245	21 425	7 185	682	1 632
Проценты к уплате	2330	(37 437)	(42 674)	(53 950)	(77 448)	(42 554)	(33 032)	(34 989)	(34 834)	(34 500)	(24 819)
Прочие доходы	2340	760 021	767 924	561 513	571 085	445 735	317 013	262 694	249 632	425 725	92 376
Прочие расходы	2350	(775 203)	(766 864)	(628 925)	(616 424)	(525 986)	(404 477)	(367 846)	(300 937)	(463 957)	(234 381)

Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	100 040	293 067	368 072	315 390	281 290	149 240	117 746	101 055	90 796	61 418
Налог на прибыль	2410	1 719	(45 804)	(68 911)*	(67 011)	(58 015)	(17 514)	0	0	0	0
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	2411	(4 287)	(36 638)*	(68 911)	(67 011)*	(58 015)*	(17 514)*	(0)	(0)	(0)	(0)
отложенный налог на прибыль	2412	6 006	(9 166)	0	0	0	0	0	0	0	0
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	0	0	19 281	18 367	11 148	2 114	6 371	14 036	2 513	(25 410)
Изменение отложенных налоговых активов	2450	0	0	(11 280)	667	6 168	614	(12 624)	(28 619)	(6 411)	3 649
Прочее	2460	(302)	(4)	(22 415)	0	0	(1)	(1)	(2)	4 268	(9 180)
Чистая прибыль (убыток)	2400	101 457	247 259	284 747	267 413	240 591	134 453	111 492	86 470	91 166	30 477
СПРАВОЧНО											
Совокупный финансовый результат периода	2500	101 457	247 259	284 747	267 413	240 591	134 453	111 492	86 470	91 166	30 477

Краткий анализ финансовых результатов

Основные показатели рентабельности, а также показатель EBIT (прибыль до вычета налогов и процентов к уплате), за последние годы можно проследить на графике и в таблице:

Финансовый показатель	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
EBIT	137 477	335 741	422 022	392 838	323 844	182 272	152 735	135 889	125 296
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки)	7.3%	16.4%	23.7%	22.1%	21.4%	16%	18.3%	14.3%	13.4%
Рентабельность собственного капитала (ROE)	6%	16%	22%	26%	31%	22%	24%	24%	34%
Рентабельность активов (ROA)	3.7%	9.7%	11.7%	11.9%	12.9%	9%	8.6%	7.4%	8.9%

Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Денежные потоки от текущих операций										
Поступления — всего	4110	1 834 068	1 915 447	1 749 068	1 668 970	1 532 467	1 232 581	1 157 292	1 096 896	1 224 291
в том числе:	4111	1 630 560	1 677 458	1 683 613	1 614 458	1 469 635	1 217 937	1 130 462	1 080 008	1 166 534
от продажи продукции, товаров, работ и услуг										

арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	2 411	2 771	3 712	5 577	4 220	4 282	4 001	1 963	10 271
вписываемый показатель (по поступлениям от денежных потоков от текущих операций)	4118	0	29 700	0	0	0	0	0	0	0
прочие поступления	4119	201 097	235 218	61 743	48 935	58 612	10 362	22 829	14 925	47 486
Платежи — всего	4120	(1 650 213)	(1 614 019)	(1 627 282)	(1 570 956)	(1 379 859)	(1 273 305)	(1 103 695)	(1 124 309)	(1 122 280)
в том числе:	4121	(800 518)	(919 736)	(901 709)	(825 504)	(792 284)	(699 857)	(567 181)	(627 844)	(667 026)
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4122	(584 840)	(562 134)	(428 394)	(402 884)	(385 897)	(384 556)	(352 413)	(337 662)	(300 357)
в связи с оплатой труда работников	4123	(37 801)	(43 059)	(54 253)	(76 884)	(41 650)	(32 913)	(35 122)	(34 524)	(34 141)
процентов по долговым обязательствам	4124	(23 486)	(31 069)	(77 977)	(90 192)	(14 581)	(36 450)	(18 367)	(11 798)	(0)
налога на прибыль организаций	4128	0	120 815	0	0	0	0	0	0	0
вписываемый показатель (по платежам денежных потоков от текущих операций)	4129	(203 568)	(58 021)	(164 949)	(175 492)	(145 447)	(119 529)	(130 612)	(112 481)	(120 756)
прочие платежи	4100	183 855	301 428	121 786	98 014	152 608	(40 724)	53 597	(27 413)	102 011
Сальдо денежных потоков от текущих операций										
Денежные потоки от инвестиционных операций										
Поступления — всего	4210	8 790	12 383	130 776	134 368	147 832	229 192	236 447	219 595	0
в том числе:	4211	1 212	3 057	185	0	0	247	0	1 663	0
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4212	0	0	0	24	0	0	0	0	0
от продажи акций других организаций (долей участия)	4213	0	0	0	0	36 360	0	14 627	0	0
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4214	7 578	9 326	7 345	0	0	0	0	0	0
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4218	0	189	0	0	0	0	0	0	0
вписываемый показатель (по поступлениям от денежных потоков										

от инвестиционных операций)			798							
прочие поступления	4219	0	1 854	123 246	134 344	111 472	228 945	221 820	217 932	0
Платежи — всего	4220	(157 921)	(356 508)	(235 357)	(214 317)	(522 656)	(180 119)	(89 394)	(76 683)	(27 999)
в том числе: в связи с приобретением, созданием, модернизацией, рекон- струкцией и подготовкой к использованию внеоборотных акти- вов	4221	(154 194)	(343 725)	(235 357)	(214 317)	(135 603)	(160 119)	(73 494)	(76 683)	(27 999)
в связи с приобретением акций других организаций (долей уча- стия)	4222	(0)	(0)	(0)	(0)	(387 053)	(0)	(0)	(0)	(0)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требова- ния денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(20 000)	(15 900)	(0)	(0)
вписываемый показатель (по платежам денежных потоков от ин- вестиционных операций)	4228	0	12 783	0	0	0	0	0	0	0
прочие платежи	4229	(3 727)	(12 783)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	(149 131)	(344 125)	(104 581)	(79 949)	(374 824)	49 073	147 053	142 912	(27 999)
Денежные потоки от финансовых операций										
Поступления — всего	4310	1 215 727	907 936	972 313	1 246 229	1 391 800	947 022	899 738	815 897	813 455
в том числе: получение кредитов и займов	4311	1 215 727	907 936	972 313	1 246 229	1 391 800	947 022	899 738	815 897	813 455
Платежи — всего	4320	(1 231 979)	(1 068 050)	(1 080 228)	(1 271 783)	(1 061 112)	(909 562)	(943 522)	(795 010)	(795 930)
на уплату дивидендов и иных платежей	4322	(0)	(98 814)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
по распределению прибыли в пользу собственников (участников) в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(1 231 979)	(969 236)	(1 080 228)	(1 271 783)	(1 061 112)	(909 562)	(943 522)	(795 010)	(795 930)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(16 252)	(160 114)	(107 915)	(25 554)	330 688	37 460	(43 784)	20 887	17 525
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	18 472	(202)	(90)	(7)	108	45 809	156	136	91 537

			811)	710)	489)	472		866	386	
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	297 004	499 815	0	0	0	0	0	0	0
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	315 476	297 004	0	0	0	0	0	0	0

Отчет об изменениях капитала за 2020 год

Наименование показателя	Код	Уставный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)								Итого
Величина капитала на 31.12.19	3200	10	1 606 714								1 606 724
За 2020 Увеличение капитала — всего:	3310	0	101 457								101 457
в том числе: чистая прибыль	3311	х	101 457								101 457
Величина капитала на 31.12.20	3300	10	1 708 171								1 708 181
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
Чистые активы	3600	1 708 181	1 606 724	1 458 280	1 173 532	906 118	665 528	531 075	396 487	310 018	218 852

Дополнительные проверки

Сравнительный финансовый анализ показателей ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ" за 2019 год

1. Сравнение со среднеотраслевыми показателями

Ниже приведено сравнение ключевых финансовых показателей ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ" за 2019 год с аналогичными среднеотраслевыми показателями за 2019 год. В качестве среднеотраслевых показателей взяты показатели 60 организаций с выручкой 800 млн. - 2 млрд. руб., занимающиеся видом деятельности "Забор, очистка и распределение воды" (код по ОКВЭД2 36.00). В качестве среднего показателя использовано медианное значение, смысл которого в следующем: половина (50%) всех организаций имеют показатель выше медианного, другая половина – ниже.

1.1. Финансовая устойчивость организации

Показатели	ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,62	≤0,42	0,64	≥0,79
	Значение коэффициента хуже среднеотраслевого, не менее половины аналогичных предприятий имеют большую долю собственных средств в капитале. Дисбаланс в пользу заемных средств снижает финансовую устойчивость. Рекомендуем увеличить собственный капитал на 148128 тыс. руб., чтобы он составил 64% от общего капитала организации.			
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,53	≤-0,47	-0,02	≥0,35
	Отрицательное значение коэффициента вызвано тем, что величина внеоборотных активов организации превышает собственный капитал. Соответственно, часть внеоборотных и все оборотные активы профинансированы за счет заемного капитала.			
Коэффициент обеспеченности запасов	-7,96	≤-4,17	-0,33	≥4,22
	Коэффициент обеспеченности запасов показывает степень покрытия имеющихся у организации материально-производственных запасов собственными средствами. Как и в случае с коэффициентом обеспеченности собственными оборотными средствами, отрицательное значение обусловлено тем, что внеоборотные активы больше собственного капитала.			
Коэффициент покрытия инвестиций	0,71	≤0,52	0,74	≥0,84
	Низкая доля собственного и долгосрочного заемного капитала обусловили значение коэффициента покрытия инвестиций хуже, чем у большинства других сопоставимых организаций.			

1.2. Платежеспособность ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ"

Показатели	ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Коэффициент текущей ликвидности	0,87	≤0,8	1,14	≥1,83
	Соотношение оборотных активов и краткосрочных обязательств хуже, чем у большинства аналогичных организаций. Это может привести к утрате платежеспособности в долгосрочной или среднесрочной перспективе.			
Коэффициент быстрой ликвидности	0,81	≤0,69	0,95	≥1,68
	Меньший, по сравнению со среднеотраслевым, коэффициент допускает риск утраты платежеспособности в среднесрочной перспективе.			
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,4	≤0,03	0,07	≥0,25
	Доля краткосрочных обязательств, обеспеченных высоколиквидными активами организации, намного выше, чем у большинства аналогичных предприятий. Это говорит об отсутствии риска кассовых разрывов при погашении текущих обязательств.			

1.3. Рентабельность деятельности

Показатели	ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Рентабельность продаж	16,4%	≤-0,98%	3,79%	≥9,25%
	Прибыль от продаж в каждом рубле выручки значительно превышает среднеотраслевую.			
Рентабельность продаж по ЕВІТ	18,6%	≤0,54%	2,61%	≥8,51%
	Значительно выше среднего.			
Норма чистой прибыли	13,7%	≤0,12%	1,3%	≥5,11%
	Норма чистой прибыли показывает, сколько копеек чистой прибыли получает организация в каждом рубле выручки. У ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ" высокая норма чистой прибыли, этот показатель лучше, чем как минимум у ¾ аналогичных организаций.			
Коэффициент покрытия процентов к уплате	7,87	≤1,47	4,05	≥15,4
	Процентные расходы покрываются прибылью до налогообложения в большей, чем у большинства аналогичных организаций степени.			
Рентабельность активов	9,72%	≤0,02%	0,75%	≥3,63%
	Отдача от использования всех активов значительно выше среднеотраслевой.			
Рентабельность собственного капитала	16,1%	≤0,03%	1,29%	≥6,68%
	Отдача от собственного капитала в 2019 году намного выше среднеотраслевой.			
Фондоотдача	1,32	≤0,71	1,19	≥2,83
	Фондоотдача показывает, сколько рублей выручки приходится на каждый рубль стоимости основных фондов организации. Для фондоемких отраслей этот показатель ниже, чем для материалоемких. Фондоотдача организации выше среднеотраслевой.			

1.4. Показатели деловой активности (оборачиваемости)

Показатели	ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ", 2019 г.	Отраслевые показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднеотраслевое значение	Существенно лучше** среднего
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	150	≥183	141	≤115
	Организации требуется больше дней для получения выручки равной величине оборотных активов, чем сопоставимым предприятиям.			
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	62,5	≥144	105	≤81,9
	Управление дебиторской задолженностью поставлено значительно лучше, чем в аналогичных организациях.			
Оборачиваемость активов, в днях	513	≥710	463	≤261
	Организация распоряжается всеми имеющимися активами менее эффективно, чем большинство других аналогичных предприятий.			

2. Сравнение с общероссийскими показателями

В дополнение к сравнительному анализу в рамках отрасли ниже приведено сравнение финансовых показателей ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ" со всеми российскими предприятиями аналогичного масштаба деятельности. В сравнении использованы 16 тыс. российских организаций с выручкой 800 млн. - 2 млрд. руб.

Показатели	ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее значение (медиана)	Существенно лучше** среднего
Коэффициент автономии	0,62	≤0,06	0,22	≥0,51
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-0,53	≤-0,04	0,1	≥0,37
Коэффициент обеспеченности запасов	-7,96	≤-0,15	0,37	≥1,7
Коэффициент покрытия инвестиций	0,71	≤0,13	0,39	≥0,69
Коэффициент текущей ликвидности	0,87	≤1,03	1,32	≥2,23
Коэффициент быстрой ликвидности	0,81	≤0,58	0,95	≥1,47
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,4	≤0,02	0,1	≥0,38
Рентабельность продаж	16,4%	≤0,66%	3,1%	≥8,33%
Рентабельность продаж по EBIT	18,6%	≤0,89%	3,05%	≥8,29%

Показатели	ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ", 2019 г.	Общероссийские показатели, 2019 г.		
		Существенно хуже* среднего	Среднее значение (медиана)	Существенно лучше** среднего
Норма чистой прибыли	13,7%	≤0,3%	1,6%	≥5,49%
Коэффициент покрытия процентов к уплате	7,87	≤1,54	4,12	≥18,6
Рентабельность активов	9,72%	≤0,8%	4,36%	≥12,8%
Рентабельность собственного капитала	16,1%	≤8,5%	26,8%	≥67,5%
Фондоотдача	1,32	≤8,48	52	≥303
Оборачиваемость оборотных активов, в днях	150	≥205	121	≤69,7
Оборачиваемость дебиторской задолженности, в днях	62,5	≥98,5	53,6	≤26,9
Оборачиваемость активов, в днях	513	≥285	154	≤85

3. Итоги сравнительного анализа

Формируя выводы по результатам сравнительного анализа, мы рассмотрели девять наиболее важных показателей:

- три показателя финансовой устойчивости (коэффициенты автономии, обеспеченности собственными оборотными средствами и покрытия инвестиций);
- три показателя платежеспособности (коэффициенты текущей, быстрой и абсолютной ликвидности);
- три показателя эффективности деятельности (рентабельность продаж, норма чистой прибыли, рентабельность активов).

В зависимости от попадания каждого значения в квартиль, показателям присвоен балл от -2 до +2 (-2 – 1-й квартиль, -1 – 2-й квартиль, +1 – 3-й квартиль; +2 – 4-й квартиль; 0 – значение отклоняется от медианы не более чем на 5% разницы между медианой и квартилем, в который попало значение показателя). Для формирования вывода баллы обобщены с равным весом каждого показателя (найденное среднее арифметическое баллов). Полученное значение интерпретировано следующим образом

- от +1 до +2 включительно – финансовое состояние значительно лучше среднего;
- от 0.11 до +1 включительно – финансовое состояние лучше среднего;
- от -0.11 вкл до +0.11 вкл – примерно соответствует среднему;
- от -1 вкл до -0.11) – хуже среднего;
- от -2 включительно до -1 – значительно хуже среднего.

Результат расчета итогового балла для ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ" представлен в следующей таблице:

Показатель	Результат сравнения показателей ООО "БАРНАУЛЬСКИЙ ВОДОКАНАЛ"	
	с отраслевыми	с общероссийскими
1. Финансовая устойчивость		
1.1. Коэффициент автономии (финансовой независимости)	0	+2
1.2. Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	-2	-2
1.3. Коэффициент покрытия инвестиций	-1	+2
2. Платежеспособность		
2.1. Коэффициент текущей ликвидности	-1	-2
2.2. Коэффициент быстрой ликвидности	-1	-1
2.3. Коэффициент абсолютной ликвидности	+2	+2
3. Эффективность деятельности		
3.1. Рентабельность продаж	+2	+2
3.2. Норма чистой прибыли	+2	+2
3.3. Рентабельность активов	+2	+1
Итоговый балл	+0.3 Финансовое состояние организации лучше среднего по отрасли.	+0.7 Финансовое состояние организации лучше среднего по РФ.

* Существенно хуже среднего – 1-я квартиль значений, то есть наихудшие значения 25% предприятий отрасли.

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка	1 253 347	1 218 291	1 262 295	1 288 806	1 439 025	1 647 134	1 775 569	1 891 964	1 807 214	1 773 366
Себестоимость продаж	(771 876)	(773 884)	(814 730)	(810 782)	(847 378)	(932 789)	(994 009)	(1 069 570)	(1 108 992)	(1 229 167)
Валовая прибыль (убыток)	481 471	444 407	447 565	478 024	591 647	714 345	781 560	822 394	698 222	544 199
Коммерческие расходы	(565)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Управленческие расходы	(254 296)	(281 561)	(267 556)	(241 562)	(361 156)	(361 353)	(389 007)	(374 560)	(402 180)	(415 194)
Прибыль (убыток) от про-	226 610	162 846	180 009	236 462	230 491	352 992	392 553	447 834	296 042	129 005

даж										
Доходы от участия в дру- гих организациях	0	0	0	0	0	0	0	7 345	9 326	7 578
Проценты к получению	1 632	682	7 185	21 425	39 245	51 103	45 624	34 255	29 313	16 076
Проценты к уплате	(24 819)	(34 500)	(34 834)	(34 989)	(33 032)	(42 554)	(77 448)	(53 950)	(42 674)	(37 437)
Прочие доходы	92 376	425 725	249 632	262 694	317 013	445 735	571 085	561 513	767 924	760 021
Прочие расходы	(234 381)	(463 957)	(300 937)	(367 846)	(404 477)	(525 986)	(616 424)	(628 925)	(766 864)	(775 203)
Прибыль (убыток) до налогообложения	61 418	90 796	101 055	117 746	149 240	281 290	315 390	368 072	293 067	100 040
Налог на прибыль	0	0	0	0	(17 514)	(58 015)	(67 011)	(68 911)*	(45 804)	1 719
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	(0)	(0)	(0)	(0)	(17 514)*	(58 015)*	(67 011)*	(68 911)	(36 638)*	(4 287)
отложенный налог на при- быль	0	0	0	0	0	0	0	0	(9 166)	6 006
Изменение отложенных налоговых обязательств	(25 410)	2 513	14 036	6 371	2 114	11 148	18 367	19 281	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	3 649	(6 411)	(28 619)	(12 624)	614	6 168	667	(11 280)	0	0
Прочее	(9 180)	4 268	(2)	(1)	(1)	0	0	(22 415)	(4)	(302)
Чистая прибыль (убыток)	30 477	91 166	86 470	111 492	134 453	240 591	267 413	284 747	247 259	101 457
Совокупный финансовый результат периода	30 477	91 166	86 470	111 492	134 453	240 591	267 413	284 747	247 259	101 457

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ»
(АО «Барнаульская горэлектросеть»)
656015, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Деповская, 19
(ОГРН 1022200903383, ИНН 2221008019)

Достоверность данных,
содержащихся в годовом отчете
«ПОДТВЕРЖДАЮ»
Председатель Ревизионной комиссии
_____/Райда Н.С./

ПРЕДВАРИТЕЛЬНО УТВЕРЖДЕН:
Советом директоров
АО «Барнаульская горэлектросеть»
«__» _____ 2021 г.
Протокол №б/н от «__» _____ 2021 г.

Председатель Совета директоров
_____/Сунгурова А.И./

УТВЕРЖДЕН:
Общим собранием акционеров
АО «Барнаульская горэлектросеть»
«__» _____ 2021 г.
Протокол №б/н от «__» _____ 2021 г.

Председатель собрания акционеров
_____/Сунгурова А.И./

ГODOVOЙ ОТЧЕТ
по итогам 2020 года

Генеральный директор _____

Яценко А.В.

СОДЕРЖАНИЕ

- I. Об Обществе.
- II. Положение акционерного общества в отрасли.
- III. Приоритетные направления деятельности акционерного общества.
- IV. Отчет совета директоров акционерного общества о результатах развития общества по приоритетным направлениям его деятельности.
- V. Энергосбережение.
- VI. Информация об объеме каждого из использованных обществом в отчетном году видов энергетических ресурсов (атомная энергия, тепловая энергия, электрическая энергия, электромагнитная энергия, нефть, бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, газ естественный (природный), уголь, горючие сланцы, торф и др.) в натуральном выражении и в денежном выражении.
- VII. Перспективы развития акционерного общества.
- VIII. Состояние чистых активов общества.
- IX. Отчет о выплате объявленных (начисленных) дивидендов по акциям общества.
- X. Описание основных факторов риска, связанных с деятельностью общества.
- XI. Информация по закупочным процедурам.
- XII. Перечень совершенных обществом в отчетном году крупных сделок.
- XIII. Перечень совершенных акционерным обществом в отчетном году сделок, признаваемых в соответствии с Федеральным законом "Об акционерных обществах" сделками, в совершении которых имелась заинтересованность.
- XIV. Состав совета директоров (наблюдательного совета) акционерного общества.
- XV. Сведения о лице, занимающем должность (осуществляющем функции) единоличного исполнительного органа акционерного общества.
- XVI. Основные положения политики акционерного общества в области вознаграждения и (или) компенсации расходов, а также сведения по каждому из органов управления акционерного общества (за исключением физического лица, занимавшего должность (осуществлявшего функции) единоличного исполнительного органа управления акционерного общества, если только таким лицом не являлся управляющий) с указанием размера всех видов вознаграждения, включая заработную плату членов органов управления акционерного общества, являвшихся его работниками, в том числе работавших по совместительству, премии, комиссионные, вознаграждения, отдельно выплаченные за участие в работе соответствующего органа управления, иные виды вознаграждения, которые были выплачены акционерным обществом в течение отчетного года, и с указанием размера расходов, связанных с исполнением функций членов органов управления акционерного общества, компенсированных акционерным обществом в течение отчетного года. Если акционерным обществом выплачивалось вознаграждение и (или) компенсировались расходы лицу, которое одновременно являлось членом совета директоров (наблюдательного совета) акционерного общества и входило в состав коллегиального исполнительного органа (правления, дирекции) акционерного общества, выплаченное вознаграждение и (или) компенсированные расходы такого лица, связанные с осуществлением им функций члена совета директоров (наблюдательного совета) акционерного общества, включаются в совокупный размер выплаченного вознаграждения и (или) компенсированных расходов по совету директоров (наблюдательному совету) акционерного общества, а иные виды выплаченного вознаграждения и (или) компенсированных расходов такого лица включаются в совокупный размер вознаграждения и (или) компенсированных расходов по коллегиальному исполнительному органу (правлению, дирекции) акционерного общества;
- XVII. Сведения о соблюдении акционерным обществом принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления, рекомендованного к применению Банком России.
- XVIII. Сведения об утверждении годового отчета общим собранием акционеров или советом директоров (наблюдательным советом) акционерного общества, если вопрос об утверждении годового отчета отнесен уставом акционерного общества к его компетенции, а также иную информацию, предусмотренную уставом или внутренним документом акционерного общества.
- XIX. Дополнительная информация для акционеров

Заявление об ограничении ответственности.

Годовой отчёт содержит в том числе информацию, касающуюся производственно-хозяйственной деятельности Общества в будущем, основанную на прогнозах и оценках руководства Общества, сделанных исходя из текущей ситуации. В силу влияния различных объективных факторов фактические результаты деятельности могут отличаться от указанных прогнозов и оценок.

I. Об Обществе

Акционерное общество «Барнаульская горэлектросеть» (ранее открытое акционерное общество, публичное акционерное общество) создано в 1999 году путем реорганизации арендного предприятия «Барнаульская горэлектросеть» на основании Постановления администрации Железнодорожного района г. Барнаула от 01.07.1999 г. № 1717. Зарегистрировано Инспекцией МНС по Железнодорожному району г. Барнаула в Едином государственном реестре юридических лиц за номером 1022200903383 от 31 октября 2002 г.

Акционерное общество «Барнаульская горэлектросеть» является гарантирующим поставщиком электрической энергии с 1 октября 2006 года и осуществляет деятельность по сбыту электрической энергии.

Основным видом деятельности Общества является оптовая и розничная торговля электроэнергией. Зоны деятельности АО «Барнаульская горэлектросеть» определены Приложением 2 к Решению Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 07.09.2010 N 30 "О согласовании границ зон деятельности гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Алтайского края". Границами зон деятельности АО «Барнаульская горэлектросеть» являются границы балансовой принадлежности электрических сетей ООО «Барнаульская сетевая компания», к которым присоединены потребители, подлежащие обслуживанию АО «Барнаульская горэлектросеть» по договорам энергоснабжения. Приказом ФСТ России от 04.07.2007 № 148-э АО «Барнаульская горэлектросеть» включено в Федеральный информационный реестр гарантирующих поставщиков и зон их деятельности под регистрационным N 22/02.

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

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

АО «Барнаульская горэлектросеть» осуществляет свои функции в рамках зоны деятельности гарантирующего поставщика электрической энергии, согласованной Решением Главного управления экономики и инвестиций Алтайского края № 17 от 26.06.2007 года, Решениями Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов № 30 от 07.09.2010, № 31 от 13.09.2010, № 61 от 10.05.2012, № 80 от 28.06.2012, № 111 от 05.09.2012, № 21 от 28.01.2015, № 65 от 27.05.2015, № 85 от 29.06.2015, № 113 от 29.07.2015, № 258 от 22.09.2016.

До 05.08.2020 генеральным директором Общества был Василиади Иван Данилович, с 06.08.2020 - Ященко Александр Васильевич.

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

АО «Барнаульская горэлектросеть» как гарантирующий поставщик электрической энергии основывается на современных принципах работы с клиентами, создавая для них комфортные условия, совершенствуя предоставляемый сервис, от этого зависит клиентская база и прибыль Общества.

Клиентская база общества включает 243,474 тысячи абонентов: 6,967 тысяч юридических лиц и 236,507 тысяч бытовых потребителей. Обслуживание клиентов осуществляют в двух офисах общества по адресам в городе Барнауле: ул. Ползунова, 50 и ул. Энтузиастов, 34а. Компания стремится быть доступным, открытым, удобным для потребителя партнером, готовым решать любые вопросы, связанные с энергоснабжением, на основе современных технологий энергосбытовой деятельности. Большое внимание АО «Барнаульская горэлектросеть» уделяет повышению качества обслуживания клиентов, причем не только очного, но и дистанционного. Обществом внедрены и используются «Стандарты обслуживания клиентов» как для бытовых потребителей электрической энергии, так и для небытовых потребителей. Обществом реализуется политика открытости и прозрачности для потребителей, а также всех заинтересованных лиц. Официальный сайт Общества в Интернете www.bges.ru максимально полно раскрывает информацию о деятельности Общества, ценах (тарифах), условиях заключения договоров и обслуживания Абонентов.

Главная ценность АО «Барнаульская горэлектросеть» – сильная команда профессионалов, сплоченных на основе двух главных принципов: преемственности лучших традиций энергетики и современных высокотехнологичных стандартов ведения бизнеса. Специфика энергосбытового бизнеса определяет, в свою очередь, особую ценность человеческого потенциала для развития компании.

II. Положение общества в отрасли

В качестве основных факторов, влияющих как на состоянии отрасли в целом, так и на деятельность общества, можно указать:

- политические факторы (энергетическая политика государства);
- социально-экономическая политика государства;
- политика государства в области государственного регулирования цен и тарифов.

Краткий анализ положения дел в энергетической отрасли показывает следующую картину:

Энергетическую отрасль в Российской Федерации давно называют «флагом» экономики страны. Реформирование в энергетической отрасли активно продолжается на протяжении последних 10-15 лет. Этот фактор является самым значимым не только при анализе воздействия внешней среды, но и в целом определяющим стратегию развития компании на ближайшие годы. Анализируя основные компоненты макроокружения, можно выделить следующие основные факторы, которые влияют не только на состояние отрасли в целом, но и на деятельность компании, которая является объектом изучения настоящей работы:

1. *Экономические компоненты:* темпы инфляции, процентная ставка, налоговые ставки и льготы.

Можно сразу выделить страновые и региональные риски, связанные с этим компонентом: негативное влияние на возможность привлечения заемного капитала, снижение показателей ликвидности, инвестиционной и операционной привлекательности, понижение акционерной стоимости компании. Финансовые риски, связанные с неисполнением потребителями своих обязательств по оплате за электроэнергию, увеличением дебиторской задолженности, ростом незапланированных расходов по обслуживанию долга, ростом себестоимости, подверженной инфляционным рискам.

2. *Политические: энергетическая политика государства, регулируемая деятельность в тарифообразовании.*

3. *Правовая: нестабильность законодательной базы.*

Изменение правового регулирования и условий хозяйственной деятельности в электроэнергетической сфере и изменение законодательства о государственном регулировании сбытовой надбавки в течение регулирующего периода, является объективным обстоятельством, влекущим приведение существующих договорных отношений в соответствие с измененным законодательством, изменение правоприменительной практики высшими судебными органами, наличием большого количества противоречивой судебной практики по аналогичным обстоятельствам.

3. *Социальные компоненты: снижение качества уровня жизни населения, в том числе по причинам высоких коммунальных платежей.*

Высокие энерготарифы в регионе, с крайне низким уровнем жизни потребителей являются основной причиной недовольства потребителей Алтайского края и города Барнаула, в частности. Кроме того, законодательная нестабильность в применении тарифов, часто приводит к социальной напряженности населения, что отражается как на финансовых показателях работы компании, так и на имидже компании.

Тем не менее, по мнению органов управления общества, тенденции развития АО «Барнаульская горэлектросеть» в целом соответствуют общеотраслевым тенденциям, динамика показателей Общества положительно отличается от других гарантирующих поставщиков Алтайского края, что связано со следующими факторами:

- сбытовая надбавка гарантирующего поставщика «Барнаульская горэлектросеть» ниже (привлекательнее для Абонентов) в сравнении с другими гарантирующими поставщиками в Алтайском крае (Таблицы 1 ,2, 3);

- конкурентоспособность Общества выше, чем у других гарантирующих поставщиков, расположенных на территории Алтайского края.

Таблица 1

Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков Алтайского края на 2020 год (для потребителей "население" и приравненные к нему категории потребителей)

N п/п	Наименование гарантирующего поставщика в субъекте Российской Федерации	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

Таблица 2

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

N п/п	Наименование гарантирующего поставщика в субъекте Российской Федерации	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.	ООО "Заринская городская электрическая сеть"	0,22685	0,95928

Таблица 3

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

N п/п	Наименование гарантирующего поставщика в субъекте Российской Федерации	Сбытовая надбавка		
		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 "Алтайэнергосбыт"	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
--	------------------------------------	---------	---------

Эти факторы позволяют Обществу края сохранять объемы реализации электроэнергии и мощности, прежде всего за счет привлечения новых абонентов и поддержания устойчивых партнерских отношений с существующими клиентами, что говорит о надежности компании, ее лояльности к клиентам, возможности вести диалог с клиентом.

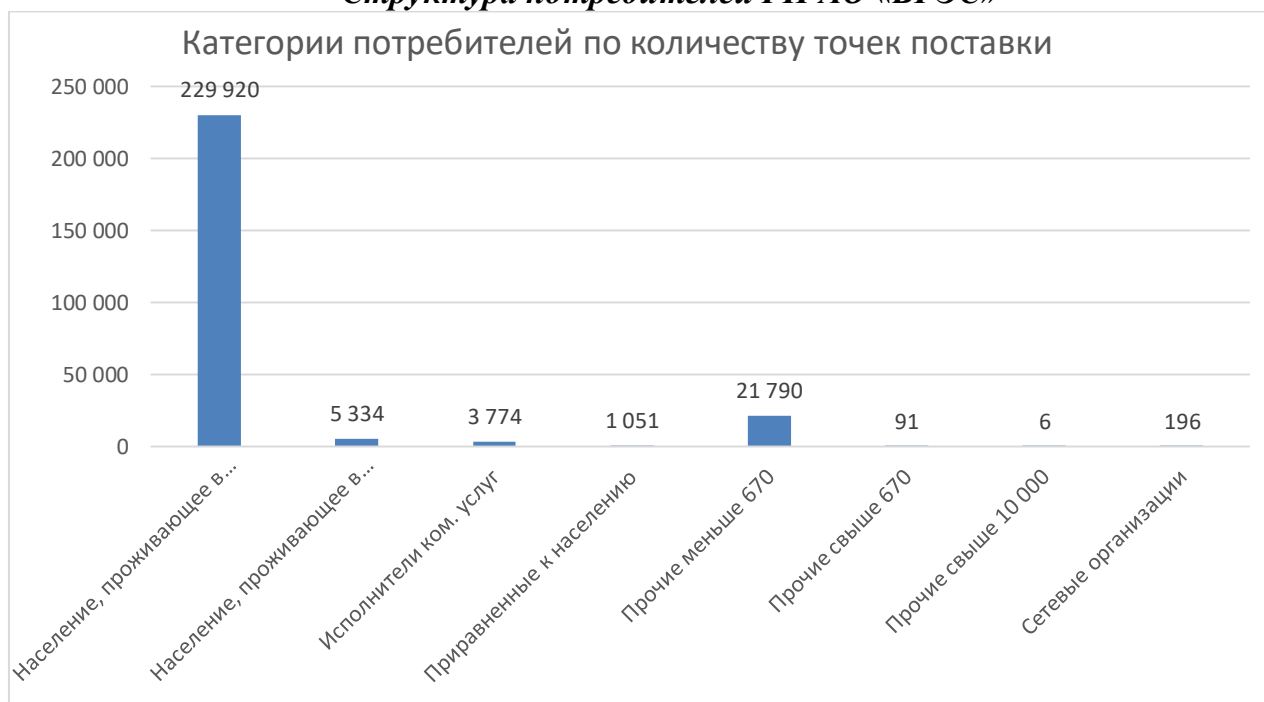
Работа АО «Барнаульской горэлектросеть» в 2020 году была направлена на активное информирование всех категорий абонентов, особенно населения, на его экономическую и энергетическую грамотность.

С этой целью АО «Барнаульская горэлектросеть» продолжает развивать онлайн-ресурсы для удобства своих абонентов.

По состоянию на 31.12.2020 года структура потребителей АО «Барнаульская горэлектросеть» выглядит следующим образом (Диаграмма 1).

Диаграмма 1.

Структура потребителей ГП АО «БГЭС»



№	Категории потребителей по количеству точек поставки	Количество
1	Население проживающее в городских населенных пунктах	229920
2	Население проживающее в сельских населенных пунктах	5334
3	Исполнители коммунальных услуг	3774
4	Приравненные к населению	1051
5	Прочие, меньше 670	21790
6	Прочие, свыше 670	91
7	Прочие, свыше 10 000	6
8	Сетевые организации	196

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

Для повышения конкурентоспособности АО «Барнаульская горэлектросеть» реализует мероприятия, направленные на мониторинг конкурентного окружения, активно развивает дополнительные клиентские сервисы, направленные на максимально полное удовлетворение потребностей клиента, связанных с энергоснабжением, повышает качество обслуживания клиентов. Одним из важнейших направлений обеспечения конкурентоспособности компании является повышение ее доступности и открытости для клиентов. Общество стремится обеспечить объективность и наглядное представление всех материалов, разъясняющих правила и условия функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, своевременно оповещать клиентов об изменении регламентирующей среды и открывающихся в связи с этим дополнительных возможностях оптимизации расходов на приобретение электрической энергии.

Значимым фактором обеспечения конкурентоспособности Общества является то, что АО «Барнаульская горэлектросеть» осуществляет энергоснабжение потребителей, расположенных на территории города Барнаула, по большому счету на протяжении всей истории существования энергосистемы, что позволило Обществу накопить уникальные знания об особенностях энергоснабжения каждого клиента в отдельности и об их влиянии друг на друга в процессе потребления электрической энергии. Нынешнее общество с 1998 года является правопреемником арендного предприятия «Барнаульская горэлектросеть», предшественником которого был трест «Водосвет», существовавший с 1928 года.

Постоянным приоритетом компании является обеспечение высокого уровня компетенции персонала на всех участках бизнес-процесса обслуживания клиентов. В последнее время упор при обучении персонала делается не только на повышение специфических отраслевых знаний, но и на знания методов общения с клиентами.

III. Приоритетные направления деятельности общества

Приоритетным направлением деятельности общества является продажа электрической энергии потребителям города Барнаула на бытовые и производственные нужды.

В рамках осуществления основного вида деятельности Общества можно определить следующие приоритетные направления деятельности Общества:

- расширение клиентской базы;
- обеспечение качественного обслуживания потребителей электрической энергии, предоставление полного сервиса услуг, связанных с энергоснабжением Абонента;
- сокращение издержек на покупку электрической энергии и мощности на ОРЭМ, а также затрат на осуществление энергосбытовой деятельности.

Пунктами 10, 11 постановления Правительства Российской Федерации №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 4 мая 2012 г. определено, что гарантирующий поставщик в целях обеспечения качественного и своевременного обслуживания потребителей (покупателей) обязан внедрять стандарты качества обслуживания потребителей (покупателей), отвечающие установ-

ленным пунктом 11 указанного документа требованиям, а также программы мероприятий по повышению качества обслуживания потребителей (покупателей), обслуживание гарантирующим поставщиком потребителей (покупателей) осуществляется в соответствии с требованиями Правительства, в том числе по обеспечению выставления потребителю (покупателю) счетов на оплату электрической энергии способами, допускающими возможность их удаленной передачи (почта, сеть «Интернет» и др.).

АО «Барнаульская горэлектросеть» утверждены и опубликованы на официальном сайте Общества «Стандарты обслуживания гарантирующим поставщиком, бытовых потребителей» и «Стандарты обслуживания гарантирующим поставщиком потребителей, не относящихся к бытовым потребителям»:
<http://bges.ru/about/standards-clients/>

АО «Барнаульская горэлектросеть» старается при позиционировании бренда, заявлять о себе как о добросовестном посреднике между производителями электроэнергии, сетевыми компаниями и абонентами, о гаранте надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей, о компании, которая заботится о комфортном обслуживании абонентов.

IV. Энергосбережение

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 года N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» проведение энергетического обследования является обязательным для организаций с участием государства или муниципального образования и организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Целью реализации программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности для АО «Барнаульская горэлектросеть» является оптимизация расходов организации на оплату собственного потребления энергоресурсов путем ежегодного их сокращения.

В рамках исполнения Программы энергосбережения повышения энергетической эффективности АО «Барнаульская горэлектросеть» за 2020 г. выполнила следующие мероприятия (Таблица 4).

Таблица 4.

Перечень мероприятий, реализованных в 2020 году в рамках исполнения Программы энергосбережения

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения				
		ед. изме- рения	план		факт	
			всего с начала действия программы	в отчет- ном году	всего с начала действия программы	в отчет- ном году
1.	Замена зашпакрованных радиаторов	шт.	9	9	6	6
2.	Замена старых пластиковых окон (ремонт)	шт.	17	17	6	6
3.	Внедрение интеллектуальной системы учета электрической энергии, в том числе замена устаревших однофазных счетчиков на интеллектуальные*	шт.	20 228	20 228	-	-

В 2020 году было заменено 6 радиаторов, затраты составили – 58 тыс. руб., экономический эффект от внедрения мероприятия составляет 4,02 Гкал, (6,36 тыс. руб. – в денежном выражении). Проведен ремонт 6 старых пластиковых окон, затраты составили – 4,3 тыс. руб., экономический эффект от внедрения мероприятия составляет 1,32 Гкал, (2,09 тыс. руб. – в денежном выражении).

V. Отчет Совета директоров по приоритетным направлениям деятельности общества

Основные задачи, которые реализовывались Обществом в 2020 году, связаны с выполнением Федерального закона «Об электроэнергетике» и «Правил функционирования розничных рынков в переходный период реформирования электроэнергетики».

АО «Барнаулская горэлектросеть» является членом Некоммерческого партнерства «Совет рынка» по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью и входит в Палату Покупателей электроэнергии.

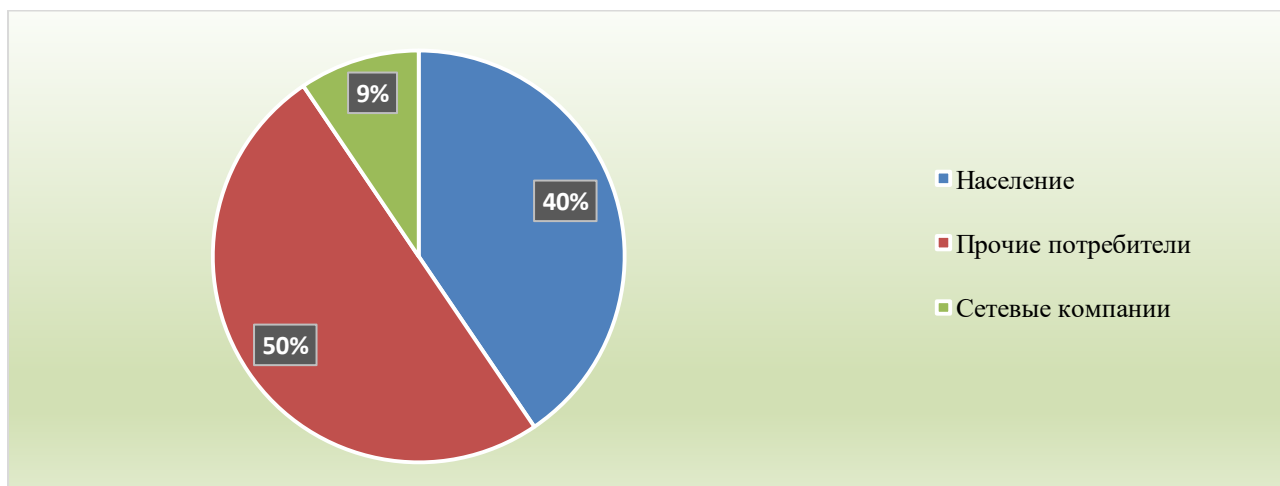
С 01 января 2008 года АО «Барнаулская горэлектросеть» работает на оптовом рынке электрической энергии и мощности как полноправный субъект оптового рынка электроэнергетики.

В 2020 году объем покупки электрической энергии (мощности) составил 1 549,544 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 диаграмме 2.

Диаграмма 2.

Структура реализации объемов электрической энергии по основным группам потребителей за 2020 г.



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

Регулирующим органом на 2020 год утверждена необходимая валовая выручка для осуществления деятельности по сбыту электрической энергии (без учета стоимости покупки электрической энергии и мощности, услуг по передаче электрической энергии, инфраструктурных услуг, являющихся неотъемлемой частью затрат связанных с покупкой на ОРЭМ) в размере 594 974,38 тыс. руб. Исходя из установленной необходимой валовой выручки, в соответствии с Решением № 584 от 27.12.2019 Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов (опубликовано на сайте www.pravo.gov.ru) установлены сбытовые надбавки гарантирующего поставщика электрической энергии АО «Барнаульская горэлектросеть» на 2020 год.

Реализация электрической энергии (мощности) потребителям, относящимся к категории «Прочие потребители», а также сетевым компаниям осуществлялась по предельным нерегулируемым ценам.

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), рассчитывались гарантирующим поставщиком АО «Барнаульская горэлектросеть» ежемесячно в порядке, установленном 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.

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

В 2019 году Обществом разработана «Инвестиционная программа АО «Барнаульская горэлектросеть» по модернизации и развитию предприятия, созданию интеллектуальной системы учета электроэнергии на 2020-2022 гг.», данная программа утверждена приказом Министерства промышленности и энергетики Алтайского края от 31.10.2019 №25/154-ап в редакции приказа от 03.07.2020 №25/66-ап, размещена по адресу: http://bges.ru/uploads/pages/disclosure-information/24/prikaz_BGES_2020-022_01_11_2019.pdf. Фактический объем финан-

сирования и освоения программы в 2020 году составил 19,97 млн. рублей, Отчет об исполнении мероприятий инвестиционной программы также официально опубликован на вышеуказанных сайтах.

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

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

В течение этого периода своей деятельности, АО «Барнаульская горэлектросеть» сумело обеспечить функционирование компании с чистой прибылью в размере 108 163 тыс. руб.

Подводя итог работы Совета директоров АО «Барнаульская горэлектросеть» в 2020 г., можно отметить, что в течение года было на заседаниях был рассмотрен ряд вопросов, среди которых важными решениями, существенно повлиявшими на деятельность Общества в отчетном году, являлись следующие:

1. Решения, связанные с подготовкой и проведением общего годового собрания акционеров;

2. Решения, связанные с финансово-кредитной политикой Общества (одобрение крупных сделок – заключение кредитных соглашений с ведущими банками в целях пополнения оборотных средств, а также снижения процентных ставок по действующим кредитным линиям).

Совету директоров отводится важная роль в обеспечении прав акционеров, а также в обеспечении успешной финансово-хозяйственной деятельности Общества.

Давая оценку работы членам Совета директоров Общества, хотелось бы отметить, что все они при осуществлении своих прав и исполнении обязанностей действовали в интересах Общества, добросовестно и разумно.

VI. Информация об объеме использованных обществом в отчетном году видов энергетических ресурсов

За 2020 год Обществом израсходовано тепловой энергии 468,241 Гкал, электрической энергии на собственные хозяйственные нужды 450,389 тыс. кВт·ч; бензина - 46 581 литр.

VII. Перспективы развития общества

Усилия менеджмента будут направлены на рост деловой активности, сокращение издержек, увеличение прибыли, эффективное управление дебиторской задолженностью и недопущение ухудшения фактических финансово-экономических показателей относительно плановых.

Для целей достижения планируемых показателей финансово-экономической деятельности АО «Барнаульская горэлектросеть» предполагает осуществить следующие действия:

- увеличение объема продаж электроэнергии за счет новых потребителей в зоне деятельности, расширения зоны деятельности, а также поиска новых потребителей;
- сохранение клиентской базы с учетом потребительских предпочтений различных сегментов клиентской базы и оценки целесообразности удержания клиентов;
- диверсификация выручки;

-повышение операционной эффективности организации энергосбытовой деятельности.

Перспективный план развития общества на 2021 включает в себя достижение следующих финансово-экономических показателей (Таблица 5)

Таблица 5.

Основные показатели работы ГП 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	Доля рынка, в %	86	86	86	86
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

2021 год* - прогноз

Основные показатели работы ГП 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	Доля рынка, в %	86	86	86	86
	себестоимость				
	Прямые (переменные) издержки				
	Косвенные, накладные (постоянные)				
	Структура затрат укрупненно				
	Валовая прибыль				
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

VIII. Состояние чистых активов Общества

Уставный капитал Общества составляет 9 134 430 руб. - 913 443 обыкновенные акции, номинальной стоимостью – 10 руб. Все акции, эмитированные Обществом, полностью оплачены. Основным собственником предприятия является муниципалитет - 48,95%, остальные 51,05% долей принадлежат юридическим и физическим лицам.

Таблица 6

Динамика изменения чистых активов

Показатели (в тыс. руб.)	2020 год	2019 год	2018 год
--------------------------	----------	----------	----------

Стоимость чистых активов	182 938	125 268	92 689
Размер уставного капитала	9 134	9 134	9 134

IX. Отчет о выплате объявленных (начисленных) дивидендов по акциям акционерного общества

В отчетном году Обществом производилась выплата дивидендов за следующие периоды (Таблица 7)

Таблица 7

Информация о дивидендах за 2019 год

Дивидендный период	Категория (тип) акций	Размер дивиденда на одну акцию, руб.	Всего начислено/ всего выплачено руб.
2019 год	Обыкновенные	55,28	50 195 129,04/ 50 482 636,16
	Привилегированные	-	-

Решение о выплате дивидендов в 2020 году было принято на годовом общем собрании акционеров по итогам 2019 года.

X. Описание основных факторов риска, связанных с деятельностью общества

Основными факторами риска, которые могут повлиять на деятельность общества, можно определить следующие риски:

1. Страновые и региональные риски.

1.1. Риск политической и экономической нестабильности в стране в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Указанный фактор сможет негативно повлиять на возможности по привлечению заемного капитала, на показатели ликвидности, инвестиционную и операционную эффективность и, в конечном счете, на акционерную стоимость Общества. Данный риск не поддается влиянию со стороны Общества.

2. Отраслевые риски

2.1. Увеличение объемов отклонений электроэнергии и мощности на ОРЭМ свыше 5%.

2.2. Отклонение фактических объемов потребления электроэнергии (мощности) прочих потребителей от плановых значений может привести к убыткам Общества и к тому, что Общество не дополучит сбытовую надбавку.

2.3. Применение системы финансовых гарантий на оптовом рынке электроэнергии и мощности. С 01.07.2013г. на оптовом рынке электроэнергии и мощности введена система финансовых гарантий, в соответствии с которой, в случае неисполнения платежа в срок, превышающий 3 дня (в соответствии с Положением о порядке предоставления финансовых гарантий на оптовом рынке), Общество понесет дополнительные затраты, в связи с необходимостью предоставления финансовых гарантий.

2.4. Сокращение платежеспособности потребителей приведет к росту дебиторской задолженности (из-за неплатежей клиентов).

3. Правовые риски.

3.1. Изменение правового регулирования отдельных видов услуг и условий хозяйственной деятельности в электроэнергетической сфере и изменение законодательства о государственном регулировании сбытовой надбавки в течение регулирующего периода.

3.2. Изменение правоприменительной практики высшими судебными органами, что обусловлено возможностью принятия высшими судебными органами судебных актов, не допускающих пересмотра аналогичных споров по вновь открывшимся обстоятельствам и в порядке надзорного производства.

4. Финансовые риски.

4.1. Финансовое состояние Общества подвержено рискам, связанным с неисполнением контрагентами своих обязательств (кредитные риски), так как высокая доля дебиторской задолженности в общей структуре активов снижает финансовую устойчивость Общества и повышает риск финансовых потерь.

4.2. Подверженность Общества рискам, связанным с изменением процентных ставок в связи с деятельностью Общества (процентные риски) поскольку сбытовая деятельность Общества тесно связана с необходимостью покрытия текущих кассовых разрывов кредитными ресурсами. Повышение ставок по кредитам может привести к незапланированному увеличению расходов по обслуживанию долга Общества.

4.3. Подверженность инфляционным рискам, которые оказывают существенное значение на финансово-хозяйственную деятельность Общества.

4.4. Установление регулирующими органами более низких по сравнению с экономически обоснованным уровнем размеров сбытовых надбавок. Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика устанавливаются решением исполнительных органов государственной власти и как правило основываются на экономической экспертизе, построенной на данных регулирующего периода минус два.

5. Риски, связанные с деятельностью Общества.

5.1. Риски, связанные с текущими судебными процессами, в которых участвует Общество

5.2. Риски, связанные с возможной ответственностью Общества по выданным поручительствам.

Для снижения отрицательного влияния указанных рисков Обществом используются следующие способы:

1. для минимизации отраслевых рисков:

- принят Стандарт обслуживания клиентов, проводятся мероприятия по улучшению качества обслуживания для привлечения новых клиентов и сохранения имеющейся клиентской базы;

- расширена сфера деятельности за счет предоставления клиентам Общества коммерческих услуг;

- осуществляется постоянное взаимодействие с органами государственной власти

2. для минимизации финансовых рисков:

- регулярный мониторинг финансового рынка, поиск наиболее приемлемых способов привлечения финансовых ресурсов с целью минимизации затрат по обслуживанию долга, проведение аукционов (конкурсов) для привлечения кредитных средств;

- проведение мероприятий по сокращению издержек.

3. к мерам предупреждения и снижения правовых рисков относятся:
- постоянный мониторинг и учет в своей деятельности изменений в действующем законодательстве и судебной практике;
 - разработка и постоянная актуализация условий заключаемых Обществом договоров требованиям нормативно-правовых актов;
 - претензионная работа с контрагентами на досудебном этапе разрешения спора, содействие мирному урегулированию разногласий;
 - регулярное взаимодействие с судебными и регулирующими органами.

XI. Информация по закупочным процедурам, проведенным в течение 2020 года

Закупка материалов и услуг производилась в течение 2020 года с учетом требований федерального закона Российской Федерации от 08 июля 2011 года № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными юридическими лицами» и «Положением о закупках товаров, работ, услуг АО «Барнаульская горэлектросеть», утвержденным Советом директоров Общества от 12.12.2018 года, с последующими изменениями, утвержденными Советом директоров Общества (протокол б/н от 12.12.2018 г.).

Таблица 9

Информация об итогах закупочных процедур за 2020 год

Наименование показателя	Итоговые значения
Количество лотов, вынесенных на торги (учтены только процедуры свыше 500 тыс.р., завершившиеся заключением договора, без учета аннулированных процедур, процедур, по которым принято решение о повторном размещении, а также процедур, договор по которым не заключался)	14
Общая стоимость лотов, вынесенных на торги (руб.)	59 074 776,46
Общая сумма заключенных договоров (руб.)	57 670 022,17
Сумма экономии (руб.)	1 404 754,29

XII. Сведения о крупных сделках, совершенных обществом в отчетном году

За 2020 год Обществом осуществлялись крупные сделки, связанные с получением кредитных ресурсов, необходимых для пополнения оборотных средств и расчетов с поставщиками электрической энергии при покупке ее на ОРЭМ (протоколы заседаний Совета директоров от 05.08.2020 г., 26.08.2020 г.), с предоставлением поручительства ООО «Барнаульская сетевая компания» для получения кредитных ресурсов (протокол внеочередного общего собрания акционеров от 04.03.2020г.).

На основании Соглашения о расторжении договора купли-продажи уставного капитала ООО «АлтайАвиа» от 07.04.2020г. между АО «Барнаульская горэлектросеть» и ООО «Барнаульская сетевая компания» расторгнут договор купли-

продажи доли уставного капитала ООО «АлтайАвиа», заключенный 23.12.2019 года, стоимостью 510 000 000 (Пятьсот десять миллионов) рублей.

ХIII. Сведения о сделках с заинтересованностью, совершенных обществом в отчетном году

Сделок с заинтересованностью Обществом в отчетном году не совершалось.

ХIV. Состав совета директоров (наблюдательного совета) акционерного общества

В 2020 году, в соответствии с решением внеочередного общего собрания акционеров от 15 октября 2020 года, в Совет директоров были избраны:

Председатель Совета директоров:

Сунгурова Анна Изидоровна

Год рождения: 1970

Сведения об образовании: высшее

Место работы: ОАО ПКФ «Силикатчик»

Наименование должности по основному месту работы: юрисконсульт

Доля в уставном капитале общества, % - не имеет

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % - не владеет

Члены Совета директоров:

1. Фёдоров Андрей Алексеевич

Год рождения: 27.04.1987

Сведения об образовании: высшее

Место работы: Администрация города Барнаула

Наименование должности по основному месту работы: заместитель главы администрации города Барнаула по городскому хозяйству

Доля в уставном капитале общества, % - не имеет

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % - не владеет

2. Кощеев Александр Владимирович

Год рождения: 17.10.1967

Сведения об образовании: высшее, Алтайский политехнический институт им.И.И.Ползунова, по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий, квалификация инженер – электрик».

Место работы: Комитет по энергоресурсам и газификации г. Барнаула

Наименование должности по основному месту работы: председатель

Доля в уставном капитале общества, % - не имеет

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % - не владеет

3. Кулагина Мария Евгеньевна

Год рождения: 30.12.1981

Сведения об образовании: высшее, ГОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова» по специальности «Экономика и управление на предприятии машиностроения».

Место работы: Администрация города Барнаула.

Наименование должности по основному месту работы: заместитель главы администрации города Барнаула по экономической политике.

Доля в уставном капитале общества, % - не имеет

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % - не владеет

4. Тесля Ирина Петровна

Год рождения: 1963

Сведения об образовании: высшее, Алтайский государственный университет

Место работы: Акционерное общество «Барнаульская горэлектросеть»

Наименование должности по основному месту работы: ведущий юрисконсульт

Доля в уставном капитале общества, % - не имеет

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % - не владеет

5. Донгаузер Владислав Михайлович

Год рождения: 22.02.1989

Образование: высшее профессиональное, Саратовская государственная академия права по специальности «Юриспруденция».

Место работы: ИП Козлов А. Д.

Наименование должности: юрисконсульт

Доля в уставном капитале общества, % - не имеет

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % - не владеет

6. Розинкин Василий Григорьевич

Год рождения: 23.02.1964

Образование: высшее профессиональное, Алтайская академия экономики и права по специальности «Юриспруденция».

Место работы: АО «Недвижимость и Инвестиции»

Наименование должности: директор

XV. Сведения о лице, занимающем должность единоличного исполнительного органа акционерного общества

В соответствии с Уставом общества, полномочия единоличного исполнительного органа осуществляет Генеральный директор.

Коллегиальный исполнительный орган в Обществе Уставом Общества не предусмотрен.

До 05.08.2020 генеральным директором Общества был Василиади Иван Данилович, с 06.08.2020 - Яценко Александр Васильевич.

Год рождения: 1973.

Сведения об образовании: высшее профессиональное, Алтайский государственный университет, 1995 г.

Место работы: АО «Барнаульская горэлектросеть».

Наименование должности по основному месту работы: генеральный директор.

Доля в уставном капитале общества, % не имеет.

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций общества, % не имеет.

Коллегиальный исполнительный орган в обществе отсутствует.

В течение отчетного года не имели место совершенные лицом, занимающим должность (осуществляющим функции) единоличного исполнительного органа, сделки по приобретению или отчуждению акций акционерного общества.

XVI. Основные положения политики акционерного общества в области вознаграждения и (или) компенсации расходов и сведения о выплаченных вознаграждениях

Генеральный директор общества получает вознаграждение согласно условий трудового договора. Коллективный договор и положение о премировании сотрудников общества не распространяет свое действие на генерального директора общества.

В 2020 году выплачено вознаграждение членам Совета директоров Общества и Секретарю Совета директоров Общества в размере 100 000 рублей. Вознаграждение членам Ревизионной комиссии Общества выплачено 30 000 рублей.

Сведения (отчет) о соблюдении акционерным обществом принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления, рекомендованного к применению Банком России.

В целях повышения эффективности корпоративного управления Общество руководствуется положениями Кодекса корпоративного управления, одобренного Советом директоров Банка России 21 марта 2014 г. (далее — Кодекс). Общество стремится соблюдать принципы и рекомендации корпоративного управления, закрепленные Кодексом. Органы управления Общества при осуществлении возложенных функций принимают все необходимые меры для обеспечения соблюдения принципов и рекомендаций Кодекса.

Во взаимоотношении с акционерами и иными заинтересованными лицами Общество стремится соблюдать разумный баланс интересов Общества как хозяйствующего субъекта и как акционерного общества, заинтересованного в защите прав и законных интересов своих акционеров. АО «Барнаульская горэлектросеть» обеспечивает акционерам возможность участия в управлении Обществом и ознакомления с информацией о деятельности Общества в соответствии с Федеральным законом от 26.12.1995 № 208-ФЗ «Об акционерных обществах», Федеральным законом 22.04.1996 № 39-ФЗ «О рынке ценных бумаг» и нормативными актами Банка России.

Обществом соблюдаются следующие принципы Кодекса (полностью или частично):

1. Общество обеспечивает равное и справедливое отношение ко всем акционерам при реализации ими права на участие в управлении Обществом. Акционерам предоставлена равная и справедливая возможность участвовать в прибыли Общества посредством получения дивидендов.

2. Уровень выплачиваемого Обществом вознаграждения является достаточным для привлечения, мотивации и удержания лиц, обладающих необходимой для Общества компетенцией и квалификацией.

3. Общество и его деятельность прозрачны для акционеров, инвесторов и иных заинтересованных лиц. Общество своевременно раскрывает полную, актуальную и достоверную информацию об Обществе для обеспечения возможности принятия обоснованных решений акционерами Общества.

4. Действия, которые в значительной степени влияют или могут повлиять на структуру акционерного капитала и финансовое состояние Общества и, соответственно, на положение акционеров (существенные корпоративные действия), осуществляются на справедливых условиях, обеспечивающих соблюдение прав и интересов акционеров, а также иных заинтересованных сторон. Общество обеспечивает

такой порядок совершения существенных корпоративных действий, который позволяет акционерам своевременно получать полную информацию о таких действиях, обеспечивает им возможность влиять на совершение таких действий и гарантирует соблюдение и адекватный уровень защиты их прав при совершении таких действий.

Несоблюдение в полном объеме принципов корпоративного управления, определенных Кодексом, обусловлено, в частности, спецификой структуры акционерного капитала Общества (например, принцип независимости директоров), оптимизацией организационной структуры Общества (например, отсутствие корпоративного секретаря, отдельного структурного подразделения по управлению рисками и внутреннему контролю), высокими издержками реализации отдельных принципов (например, привлечение независимого оценщика для определения цены по всем сделкам, в совершении которых имеется заинтересованность), неприменимостью отдельных принципов (например, отсутствие доли иностранных инвесторов в капитале).

Сведения об утверждении годового отчета общим собранием акционеров или советом директоров.

Согласно Устава Общества к компетенции Общего собрания акционеров относятся утверждение годового отчета, годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности общества. Годовой отчет подлежит предварительному утверждению Советом директоров не позднее чем за 30 (тридцать) дней до даты проведения годового Общего собрания акционеров.

XIX. Дополнительная информация для акционеров

Уставный капитал общества равен 9 134 430 (девять миллионов сто тридцать четыре тысячи четыреста тридцать) рублям и разделен на 913 443 (девятьсот тринадцать тысяч четыреста сорок три) штуки обыкновенных акций номиналом 10 (десять) рублей каждая.

Общество владеет следующим имуществом: административно-производственным зданием, складом и гаражом, расположенными по месту нахождения: г. Барнаул, ул. Деповская, 19, а также сертифицированной системой коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) для покупки электроэнергии на оптовом рынке, оргтехникой, автомобилями.

Регистратором АО «Барнаульская горэлектросеть» в соответствии с заключенным договором является Барнаульский филиал «Акционер» Общества с ограниченной ответственностью Специализированный регистратор «Реком»:

Адрес (адреса): 656015, г. Барнаул, пр. Социалистический, 109

Контактные телефоны регистратора: (3852) 24-35-32, 36-75-38

Сведения о лицензии, выданной регистратору: лицензия профессионального участника рынка ценных бумаг №10-000-1-00316 от 16.04.2004г.

По вопросам выплаты начисленных дивидендов можно обращаться:

Адрес (адреса): 656015, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Деповская, 19

Контактные телефоны: (3852) 61-63-52

По вопросам получения доступа к информации для акционеров можно обращаться:

Адрес (адреса): 656015, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Деповская, 19
Контактные телефоны: (3852) 61-63-52

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

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 "Барнаульская горэлектросеть по 5-ти балльной шкале (средний балл)	4,4	
Ваши замечания, пожелания и предложения по улучшению работы АО "Барнаульская горэлектросеть	1) При замене ПУ или трансформаторов тока производить распломбировку и опломбировку в течение одного дня	
	2) В связи с тем, что БГЭС, производит начисления, и, соответственно, представляет платежные документы за потребленную электроэнергию в адрес АГМУ после 10-го 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 добросовестных 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
	16) В связи со сложной эпидемиологической обстановкой предлагаем развивать документацию в электронном виде или посредством Почты России

1. Наименование предприятия	2. Доля стоимости ээ в себестоимости продукции (услуг)	3. Как Вы относитесь к изменениям принципов определения стоимости электроэнергии за последние 10 лет?	4. Планирует ли Ваше предприятие увеличение присоединенной мощности в ближайшие 5 лет?	5. Оцените Ваше взаимодействие с АО "Барнаульская горэлектросеть по 5-ти балльной шкале	6. Ваши замечания, пожелания и предложения по улучшению работы АО "Барнаульская горэлектросеть
АГАУ	4,45	нейтрально	нет	4	При замене ПУ или трансформаторов тока производить распломбировку и опломбировку в течение одного дня
АГМУ	0,91	нейтрально	нет	4	В связи с тем, что БГЭС, производит начисления, и, соответственно, представляет платежные документы за потребленную электроэнергию в адрес АГМУ после 10-го 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
АККЦЮМД		негативно	да	4	Урегулирование тарифов, внедрение электронного документооборота
АКХВ		положительно	нет	5	нет

Алтайавтодор		нейтрально	да	4	Получение платежных документов за прошедший месяц до 10 числа следующего месяца
СОНАР	0,21	нейтрально	нет	5	нет
АЯС		нейтрально	нет	4	нет
Механизатор	33,33	негативно	нет	3	Проблематично дозвониться. Мало доброжелательных сотрудников
Свежесть	15,00	положительно	нет	3	нет
БАРЗ	40,20	негативно	нет	4	нет
ИП Васильев С.Г.		нейтрально	нет	5	нет
Горэлектротранс	16,32	нейтрально	нет	5	нет
ГСК-453		положительно	нет	5	нет
Дом-Сервис +		негативно	нет	5	нет
Жердев А.П.		негативно	нет	4	нет
Зайцев Е.П.		нейтрально	нет	5	нет
Зарубаев А.Ю.		негативно	нет	5	нет
ИП Котенев		негативно	нет	5	нет
ИП Пулутов М.У.		нейтрально	нет	5	нет
ИП Сайфиева Ю.С.		нейтрально	нет	5	нет
Казанцева С.И.		негативно	нет	4	нет
КГ Индустриального района		негативно	нет	5	нет

АКОД		нейтрально	да	4	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
ИП Кожевникова О.В.		нейтрально	нет	5	нет
КРК Мир	10,55	нейтрально	нет	5	Понижение тарифа
Ландин А.Э.		негативно	нет	5	Цены надо снижать
Лебяжская сельская администрация		положительно	нет	5	нет
Магазин №60		негативно	нет	4	нет
Мегалит	10,33	негативно	да	0	Решить вопрос о непосредственном подключении к сетям БСК по тарифу ВН
ББМК	1,95	положительно	да	4	Необходимо ускорить работу по созданию системы по автоматизированному сбору показаний с электросчетчиков
Мерал	6,53	негативно	нет	5	Установить справедливую цену на электроэнергию. На данный момент цена за единицу электроэнергии, по нашему мнению завышена на 30%.
Водо-моторная станция "Обь"		негативно	нет	5	нет
БКЖБИ №1	1,52	негативно	нет	4	нет
Ниценко Т.Ю.		негативно	нет	5	нет

АРТЭР		негативно	нет	5	нет
Вкусная жизнь	12,25	нейтрально	нет	5	нет
Гущинские бани	47,00	негативно	да	3	В случае аварийных ситуаций желательно более оператив- ное реагирование
Дисо		нейтрально	да	5	нет
Новый рынок		нейтрально	нет	4	нет
ИП Бочаров А.Ю.	50,15	негативно	нет	1	Типичный стиль работы моно- полиста: игнорирование заяв- лений, обращений, запросов абонента, отсутствие возможности вести конструк- тивный диалог
Смайл		негативно	нет	5	нет
Алтин		негативно	нет	5	нет
Орион	15,00	нейтрально	нет	4	нет
ИП Панфилова Т.А.		нейтрально	нет	4	нет
МТС		нейтрально	да	5	нет
ПГК-868 "Уют"		положительно	нет	5	нет
ПГСК "Бампер"		положительно	нет	5	нет
Потапов Ю.Н.		негативно	нет	3	Уменьшение тарифов на элек- троэнергию
Санаторий Обь	4,31	положительно	нет	5	нет
Санков И.И.		негативно	нет	5	нет
ИП Сартаков В.В.		нейтрально	нет	5	нет
СДИ-Плюс	23,10	негативно	нет	5	нет
Сидоров Е.А.		негативно	да	5	нет
ИП Солодилов А.А.		нейтрально	нет	5	нет

Союз-Агро		нейтрально	да	5	Уменьшить сроки выписки счет-фактур
ТСЖ Приветное		нейтрально	нет	5	нет
ТСЖ Опушкино		негативно	нет	4	нет
УФНС России по Алтайскому краю		нейтрально	да	4	В связи со сложной эпидемиологической обстановкой предлагаем развивать документацией в электронном виде или посредством Почты России
ИП Филипчук		негативно	нет	5	нет
Фруктовый рай		нейтрально	да	5	нет
Эгида		положительно	нет	5	нет

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

На мегаватты накрутили мегацену

Спад потребления не сдержал стоимость энергии

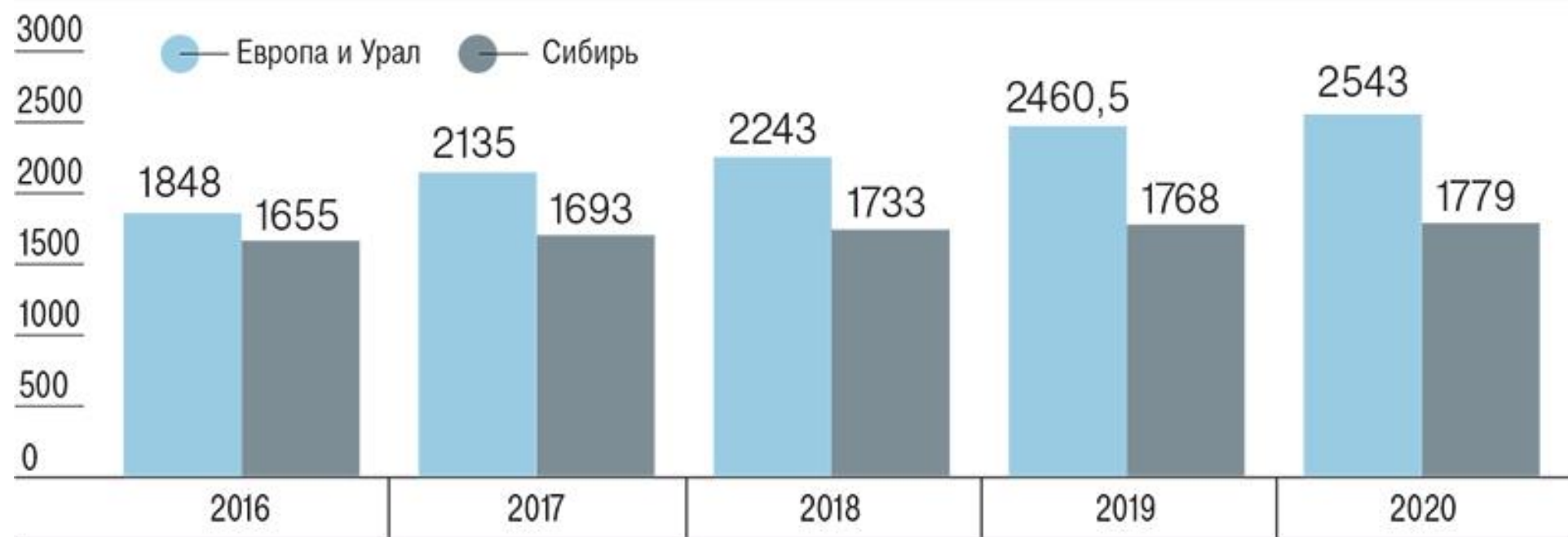
Оптовые цены на электроэнергию в 2020 году достигли максимальных значений, несмотря на сильнейшее за десять лет падение спроса. Основным драйвером роста стали обязательные нерыночные надбавки, объем которых достиг 558 млрд руб. По прогнозам регулятора, в этом году энергоцены могут увеличиться еще сильнее: в европейской части страны и на Урале рост составит 3,8%, а в Сибири — 13,4%.

Цены на электроэнергию в России достигли максимального значения за последние пять лет, следует из свежего обзора «Совета рынка» (регулятор энергорынков). Согласно документу (есть у “Ъ”), одноставочная цена оптового рынка в 2020 году в первой ценовой зоне (европейская часть России и Урал) увеличилась на 3,4% и составила 2,54 тыс. руб. за 1 МВт•ч, во второй ценовой зоне (Сибирь) — на 0,6% и составила 1,78 тыс. руб. за 1 МВт•ч (см. график). Одноставочная цена включает две составляющие: стоимость электроэнергии на рынке на сутки вперед (РСВ, сектор торговли реально выработанными киловатт-часами) и стоимость мощности (готовность поставить энергию в сеть). Стоимость двух товаров показала разнонаправленную динамику: электроэнергия в течение года серьезно подешевела, а мощность — подорожала. Цены на РСВ в первой ценовой зоне рухнули на 6%, до 1,199 тыс. руб. за 1 МВт•ч, а во второй — на 3,9%, до 859,5 руб. за 1 МВт•ч. Повлияло несколько факторов: снижение спроса в Единой энергосистеме на 2,3%, а также увеличение объема ценопринимания за счет ввода новых АЭС и роста выработки ГЭС в среднем по году на 2–2,2 ГВт, говорит партнер КПМГ в России и СНГ Василий Савин.

В то же время потребители уточняют, что отсчет от 2019 года не может считаться полностью корректным. В первом полугодии 2019 года на РСВ произошла «ценовая аномалия» (рост 9–10% к прогнозу), а во втором полугодии произошел «ценовой откат», отмечает Василий Савин. Ситуацию расследовала ФАС, заподозрив генкомпаний в завышении ценовых заявок (см. “Ъ” от 28 октября 2019 года). Результаты расследования до сих пор не названы.

Цены на мощность за 2020 год подскочили выше инфляции: в первой ценовой зоне сразу на 14,3%, до 888,4 тыс. руб. за 1 МВт, а во второй — на 7,1%, до 652,2 тыс. руб.

ДИНАМИКА ОДНОСТАВОЧНОЙ ОПТОВОЙ ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В РФ (РУБ./МВТ•Ч) ИСТОЧНИК: «СОВЕТ РЫНКА».



Платеж за мощность включает обязательные нерыночные надбавки — в основном за строительство электростанций по механизму договоров поставки мощности (ДПМ). В прошлом году общий платеж вырос из-за ввода энергоблока Нововоронежской АЭС-2, Зарамагской ГЭС-1 и новых ВИЭ, а также увеличения цены некоторых новых ТЭС по программе ДПМ. Причем из-за снижения спроса общий платеж распределялся на меньшее число потребителей, что и стало причиной роста удельных цен.

Энергопотребление в 2020 году рухнуло на рекордные 2,3%

В 2020 году общая стоимость мощности составила около 810 млрд руб., из них 558 млрд руб. пришлось на надбавки, рассказали “Ъ” в «Совете рынка». Например, за субсидирование тарифов на Дальнем Востоке, за мощность новых ТЭС в Калининграде и Крыму оптовый энергорынок заплатил 70 млрд руб., а за новые ВИЭ — 43,5 млрд руб.

Рост энергоцен при снижении спроса возмущает промышленность. «Энергорынок работает неправильно, углубляя спад и замедляя восстановление экономики: рост цены при сокращении спроса и избытке мощностей противоречит рыночным законам, поощряет отраслевую неэффективность и снижает привлекательность энергосистемы для потребителей», — заявили “Ъ” в «Сообществе потребителей энергии».

В текущем году, по прогнозу «Совета рынка», одноставочная оптовая цена увеличится на 5,6% (в европейской части страны и на Урале — на 3,8%, в Сибири — на 13,4%).

По подсчетам Владимира Скляра из «ВТБ Капитала», конечные цены на электроэнергию в среднем по стране могут вырасти на 5,5%. Основной вклад внесут два фактора: на 21% вырастет платеж в рамках конкурентного отбора мощности из-за ускоренной индексации, а объем различных надбавок (ДПМ и запуск ВИЭ) увеличится на 7%, говорит аналитик. В частности, ожидаются запуски второго энергоблока Ленинградской АЭС-2 на 1,2 ГВт и третьего энергоблока Березовской ГРЭС на 800 МВт.

Почему Минэнерго отказалось увеличивать тариф ФСК

Василий Савин прогнозирует рост средней одноставочной цены на 12%, при этом с 2022 по 2025 год темпы роста могут замедлиться до 4–5% в год. По его словам, основная неопределенность прогноза — это темпы восстановления спроса на электроэнергию после пандемии, которое может занять несколько лет.

При этом рост оптовых энергоцен не влияет на тарифы на электроэнергию для населения, которые полностью регулируются государством и определяются в соответствии с принятыми на уровне правительства решениями, прокомментировал замминистра энергетики Павел Сниккарс. «Никаких отклонений по росту тарифов на электроэнергию для населения не произошло. С точки зрения оптовых цен нужно отметить, что цена оптового рынка определяется не отдельными составляющими, а их совокупностью. По итогам 2020 года оптовые цены на электроэнергию с хорошим запасом вложились в

фактические показатели инфляции. Рост цены в первой ценовой зоне (европейская часть России и Урал) составил 3,4% и 0,6% по второй ценовой зоне (Сибирь), что существенно ниже инфляции. Поэтому мы не видим определенных сложностей с ростом цены для прочих потребителей. Хотел бы еще раз подчеркнуть, что рост цены оптового рынка произошел в рамках инфляции и никаким образом рост цены оптового рынка не отражается на тарифах на электроэнергию для населения», — заявил он.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Продажа электрической энергии на оптовом рынке (ВСВГО, РСВ, БР).

Принципы формирования обязательств и требований участников оптового рынка при продаже электрической энергии на оптовом рынке.

Тюрин Михаил
Заместитель начальника
Департамента торговли ОАО «АТС»
e-mail:
тел. 967 00 05 (доб. 13 01)

Группа точек поставки (ГТП)

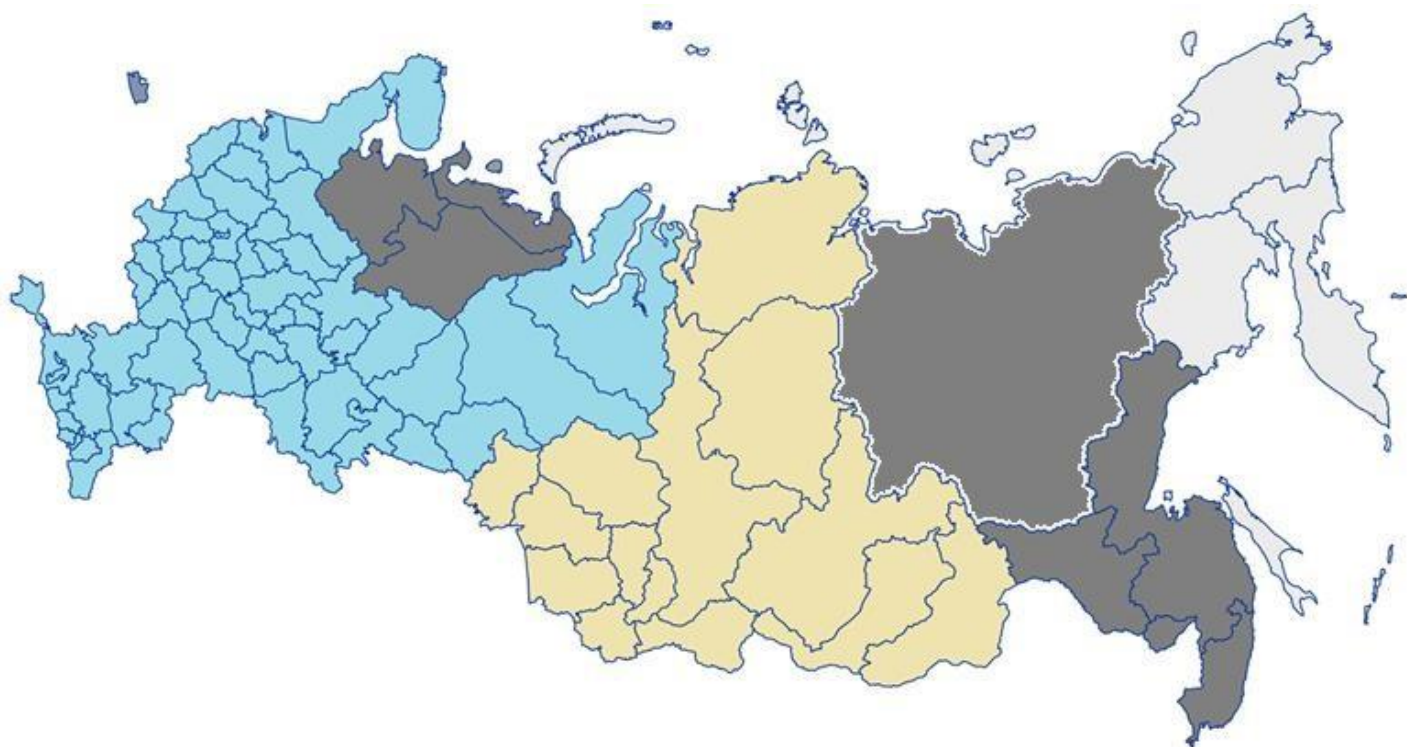
• **Поставка/покупка электрической энергии по всем механизмам торговли электрической энергией на оптовом рынке осуществляется в ГТП**

• **ГТП – это набор точек поставки/ контур на границе балансовой принадлежности, по которым осуществляется переход права собственности на купленную/проданную на оптовом рынке электрическую энергию.**

• **ГТП привязана к конкретному месту (набору узлов, энергорайону, сечению) в сети (в расчетной модели).**

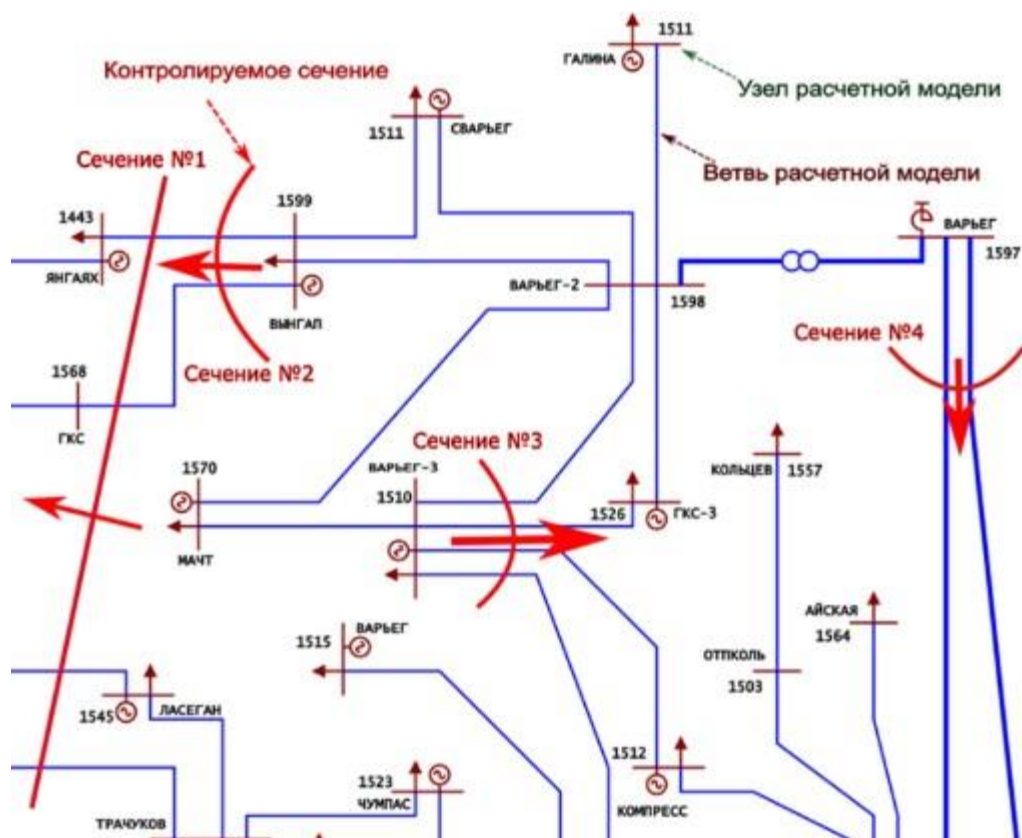
Количество ГТП по состоянию на 01.01.2020:

- ГТП потребления > 2 800 шт.
- ГТП генерации > 640 шт.

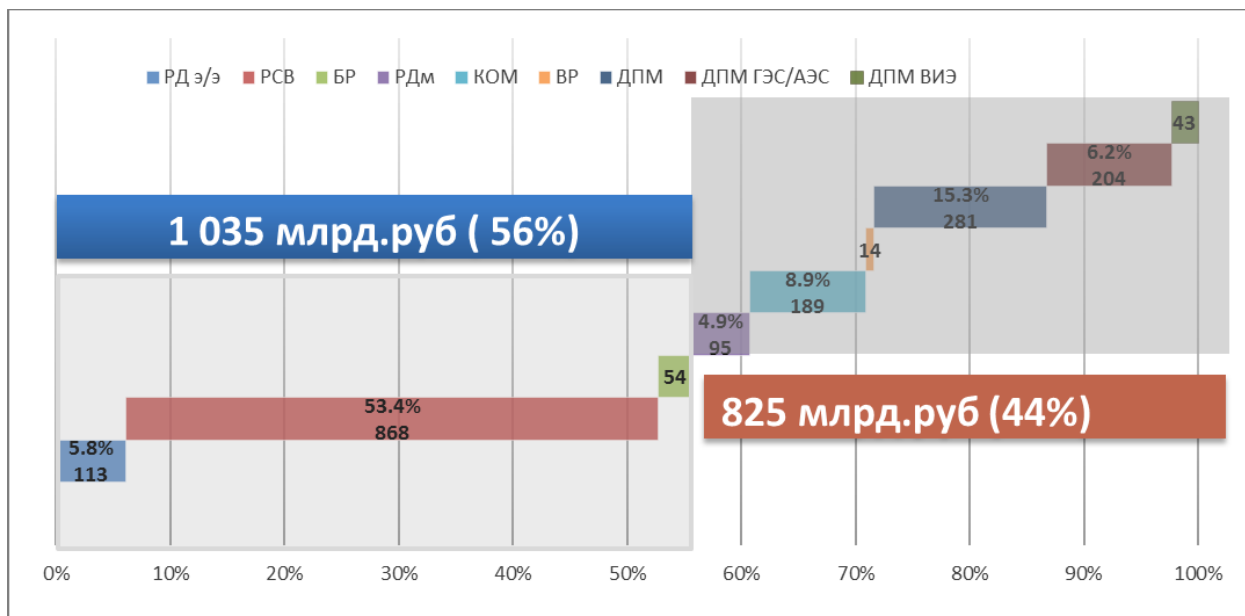


Актуализированная расчетная модель.

Узел	Ветвь	РГЕ	Контролируемое сечение
10 007	15 696	1 569	486



Основные стоимостные показатели оптового рынка в 2020 году



Для справки: в 2019 году на оптовом рынке куплено электроэнергии на сумму - 1 112 млрд.руб. (59 % от всей товарной продукции ОРЭМ), мощности – 775 млрд. руб.

Основная часть приходится на РСВ (~84% от рынка электроэнергии).

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Отдельные показатели деятельности организаций Алтайского края

	Среднегодовая цена производителей промышленных товаров руб, / 1000кВт·ч		Сальдированный финансовый результат деятельности организаций электроэнергетики, тыс, руб, ²⁾	Потреблено электроэнергии, млн кВт·ч		Общее количество организаций и территориально-обособленных подразделений электроэнергетики, осуществляющих деятельность в Алтайском крае ³⁾ , шт	Уровень инфляции по Алтайскому краю, декабрь текущего года к декабрю предыдущего года, в %
	Электроэнергия, отпущенная населению	Электроэнергия, отпущенная различным категориям потребителей, исключая население		Население	Прочие потребители		
2005	1101,53	1240,67 ¹⁾	176165	2360,6	7172,5	67	113,64
2006	973,42	1279,57 ¹⁾	-3331223	2492,4	7289,2	175	107,72
2007	1070,8	1506,84	2295459	2505,4	7552,8	245	112,10
2008	1218,74	1725,59	-1888610	2733,7	8142,6	253	114,47
2009	1507,89	1945,55	336639	2784,2	7221,2	170	110,14
2010	1621,68	2083,70	3190809	2784,9	7824,0	217	108,20
2011	1769,71	2193,67	-860360	2810,1	7705,9	212	104,81
2012	1817,01	2196,51	-170996	2674,5	8441,7	218	107,17
2013	1987,45	2417,38	334742	2594,1	8220,4	207	107,03
2014	2193,22	2537,31	291590	2406,8	8591,6	217	111,20
2015	2343,85	2761,76	989667	2864,3	7793,6	211	112,37
2016	2516,42	2883,52	1812588	2657,1	8062,1	209	105,81
2017	2660,51	3534,70	856262	2570,2	8111,1	216	101,79
2018	2752,59	3557,24	540683	2587,1	8134,8	214	104,09
2019	2829,12	3720,27	999423	2562,9	7956,8	216	103,28
2020	2935,65	3840,00	1633193	2501,3	7803,0	212	105,35

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

Заместитель руководителя

Супонина И.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Оптовый рынок электрической энергии и мощности

Оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) – сфера обращения особых товаров (электрической энергии и мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации. Правовые основы функционирования оптового рынка устанавливаются Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172) и иными нормативными правовыми актами, предусмотренными правилами оптового рынка.



В ценовых зонах оптового рынка купля - продажа электрической энергии и мощности осуществляется по свободным (нерегулируемым) ценам. Выделяют две ценовые зоны. Это обусловлено особенностями планирования и ведения режима из-за различий состава генерирующего оборудования и существующими сетевыми ограничениями на переток активной мощности из одной ценовой зоны в другую. Первая ценовая зона включает территории Европейской части России и Урала (Центального, Северо-Западного (за исключением территорий, относящихся к неценовым зонам), Южного, Северо-Кавказского, Приволжского и Уральского федеральных округов), вторая — территорию Сибири (Сибирского федерального округа).

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.

Субъекты оптового рынка

Торговля электрической энергией и мощностью на оптовом рынке осуществляется генерирующими, сбытовыми, сетевыми (в части приобретения электроэнергии для

покрытия потерь при передаче) компаниями, крупными потребителями-участниками оптового рынка. Крупнейшими генерирующими компаниями являются: 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.

Субъекты оптового рынка могут выступать в роли как продавцов, так и покупателей электроэнергии и мощности.

Обязательным условием для участия в купле-продаже электрической энергии и мощности на оптовом рынке является вступление в саморегулируемую организацию участников оптового рынка электроэнергии и мощности (Ассоциация «НП Совет рынка»), подписание Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии и мощности (ДОП) и получение статуса субъекта ОРЭМ. Подписывая ДОП субъект оптового рынка принимает на себя обязательства по соблюдению всех правил, закрепленных в Регламентах. Регламенты оптового рынка – приложения к ДОП – разрабатываются, принимаются и изменяются Ассоциацией «НП Совет рынка», путем принятия соответствующих решений Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка».

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.

Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка (ДОП) – основной документ, регламентирующий работу оптового рынка электроэнергии и мощности и взаимоотношения его участников

Все субъекты оптового рынка являются членами Ассоциации и сторонами ДОП

Этапы получения права участия в торговле на оптовом рынке:

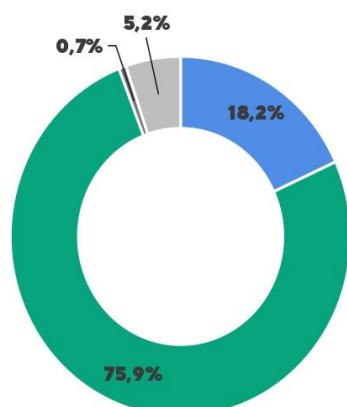


Рынок электроэнергии

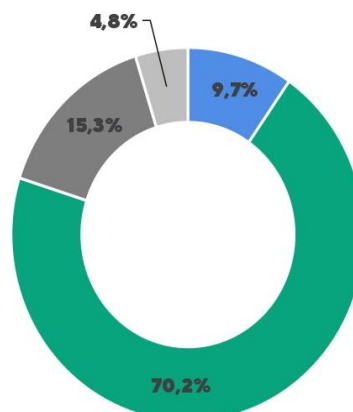
Электрическая энергия в пределах ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности может продаваться по регулируемым ценам (в рамках регулируемых договоров) и по конкурентным (нерегулируемым) ценам (на рынке на сутки вперед, на балансирующем рынке, в рамках свободных договоров).

Объемная структура торговли электроэнергией в 2019 году

I ценовая зона



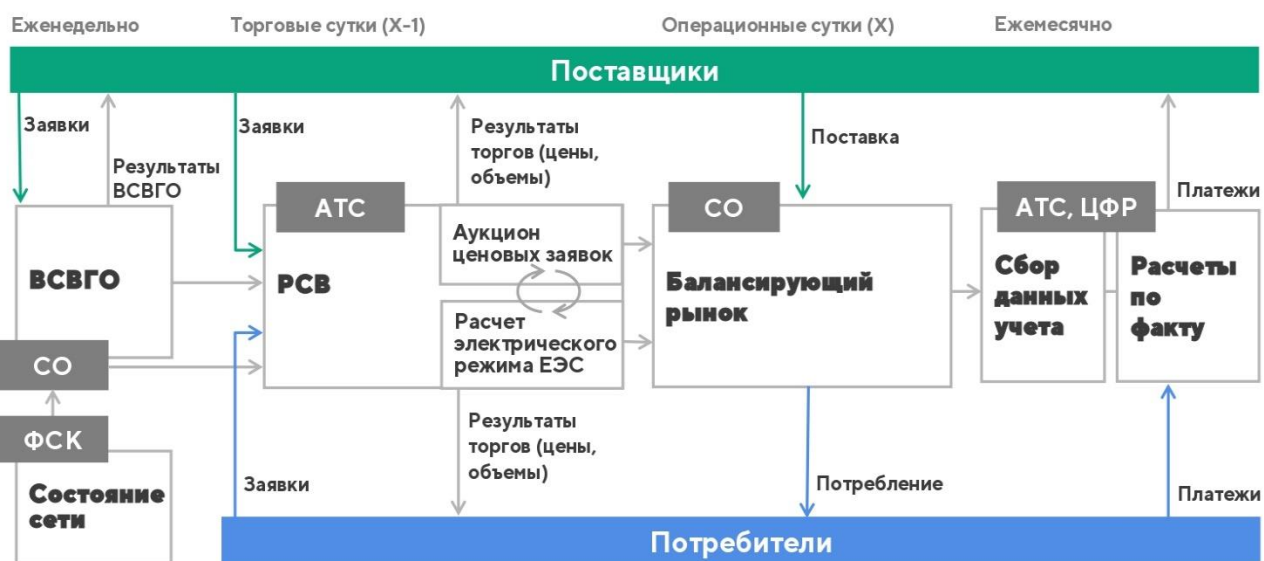
II ценовая зона



- регулируемые договоры
- рынок на сутки вперед
- свободные двусторонние договоры
- балансирующий рынок

С 2011 года регулируемые договоры (РД) заключаются только в отношении объемов электроэнергии и мощности, предназначенных для поставок населению, приравненным к населению группам потребителей, а также покупателям, функционирующим на территориях, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности (республики Северного Кавказа, республики Тыва, Карелия и Бурятия). Цены (тарифы) на поставку электрической энергии и мощности по регулируемым договорам рассчитываются по формулам индексации цен, определяемым ФАС России. Объемы поставки электроэнергии и мощности по РД устанавливаются в рамках формируемого ФАС России сводного прогнозного баланса 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.

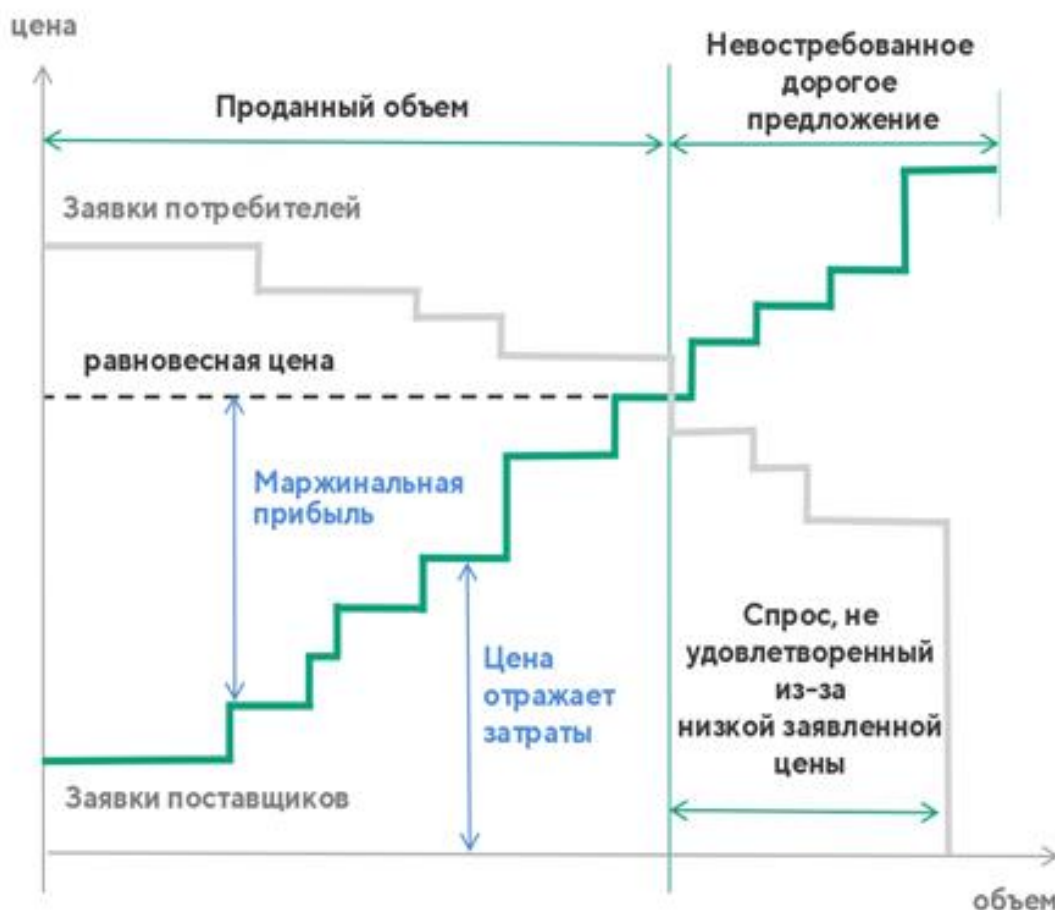
Объемы электроэнергии, не покрываемые регулируемыми договорами, реализуются по нерегулируемым ценам в рамках свободных договоров, рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР). При заключении свободных договоров участники рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки электрической энергии.



Выбор состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) проводится в целях определения системным оператором состава генерирующего оборудования, в том числе находящегося в горячем резерве, для учета в конкурентном отборе рынка на сутки вперед. ВСВГО проводится ежедневно на трехдневный период в сутки X-2 в отношении суток X, X+1, X+2 и заканчивается за 24 часа до начала суток поставки. По результатам ВСВГО могут быть дополнительно оплачены пуски генерирующего оборудования (оплата пусков осуществляется в стоимости договора купли продажи рынка на сутки вперед). Для проведения ВСВГО системный оператор использует: информацию из уведомлений поставщиков о составе и параметрах генерирующего оборудования; ценовые заявки поставщиков; актуальные данные по ожидаемому потреблению электроэнергии, топологии сети, системным ограничениям, необходимым объемам резервов.

Рынок на сутки вперед (РСВ) представляет собой 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 проводится коммерческим оператором (АО «АТС»). На РСВ осуществляется маржинальное ценообразование, т.е. цена определяется на основании баланса спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка. Цена РСВ определяется для каждого из более чем 8500 узлов обеих ценовых зон. При этом в первую очередь в объемы планового производства включаются объемы электроэнергии, в отношении которых поданы заявки с предложением наиболее низких цен, а в объемы планового потребления – объемы, которые покупатели готовы купить по наиболее высокой цене или включенные в ценопринимающие заявки (отражает готовность покупателя купить объем электроэнергии по любой, сложившейся на РСВ цене).

Ценообразование на РСВ:



Индексы цен и объемы торговли на РСВ публикуются в ежедневном режиме на сайте АО «АТС».

РСВ за сутки до поставки определяет плановые объемы производства и потребления, однако фактическое потребление неизбежно отличается от планового. Торговля отклонениями фактических объемов производства/потребления от плановых осуществляется в режиме реального времени на балансирующем рынке. При этом за каждые 3 часа до часа фактической поставки системный оператор проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом уточненного прогнозного потребления в энергосистеме, экономической эффективности изменения загрузки станций и требований системной надежности.

Отклонения фактического потребления от планового квалифицируются собственными или внешними инициативами. Отклонение по собственной инициативе возникает по причине действий участника рынка (потребителя или поставщика), по внешней – в результате команд Системного оператора. Отличие фактического объема производства электроэнергии от запланированного на РСВ в меньшую сторону (поставщик выработал меньше графика – отклонение вниз) приводит к покупке им на БР объема электроэнергии, равного соответствующему отклонению. При выработке объема, превышающего запланированный на РСВ (отклонение вверх), поставщик продает на БР соответствующее отклонение. Аналогичным образом объемы покупки и продажи отклонений на БР определяются для покупателей с той разницей, что покупатель, потребивший больше планового объема РСВ, покупает электроэнергию на БР, а потребивший меньше – продает. Стоимость отклонений формируется таким образом, чтобы стимулировать участников к более точному исполнению планового потребления и производства электро-

энергии, определенного на РСВ, и к выполнению команд системного оператора. Таким образом, на БР «штрафуются» участники рынка, допускающие наибольшие отклонения фактических объемов потребления и выработки от плановых по собственной инициативе, и «премируются» участники, придерживающиеся планового потребления и максимально точно выполняющие команды Системного оператора. На основе стоимости отклонений определяются предварительные требования и предварительные обязательства БР, разница между которыми формирует небаланс балансирующего рынка. Отрицательный небаланс распределяется между участниками пропорционально их собственным инициативам. Положительный небаланс распределяется между поставщиками, пропорционально величине исполнения внешних инициатив, и потребителями, максимально точно придерживающимися планового потребления. Такая система распределения небаланса является дополнительным стимулирующим и дисциплинирующим фактором для участников рынка.

Рынок мощности

Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника.

Существует несколько механизмов реализации мощности на оптовом рынке:

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

покупка/продажа мощности по свободным договорам купли-продажи мощности (СДМ);

покупка/продажа мощности по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и по договорам купли-продажи мощности новых атомных станций и гидроэлектростанций, аналогичным ДПМ;

покупка/продажа мощности генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, по причинам, связанным с обеспечением 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 ВИЭ, по договорам о предоставлении мощности, 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 распределяется следующим образом: финансовая нагрузка по оплате мощности генерирующих объектов, отобранных 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 со-

ответствующей зоны свободного перетока. Мощность объектов, отнесенных к вынужденным генераторам в связи с угрозой наступления дефицита теплоснабжения, оплачивается потребителями соответствующего субъекта Российской Федерации.

Конкурентный отбор мощности (КОМ), проводимый системным оператором, лежит в основе рынка мощности и определяет, какая мощность будет оплачиваться на оптовом рынке.

КОМ проводится ежегодно по ценовым зонам на год поставки, наступающий через 5 лет (на 6 лет вперед). Спрос определяется по ценовым зонам на основании схемы и программы развития ЕЭС России с учетом резерва. Генерирующие компании (поставщики) подают ценовые заявки как по существующим, так и по проектируемым генерирующим объектам, а потребители могут подавать ценопринимающие заявки на ценозависимое снижение потребления. 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).

Спрос на конкурентном отборе мощности задается наклонной кривой спроса: по более низкой цене покупатели готовы приобрести больший объем мощности, по более высокой цене – меньший. График функции спроса представляет прямую линию, проходящую через две точки, значения которых определяются отдельно для каждой ценовой зоны и для каждого КОМ. В первой точке объем спроса определяется методикой Минэнерго исходя из прогноза пикового потребления в ценовой зоне и планового коэффициента резервирования. Объем спроса во второй точке соответствует объему спроса в первой, увеличенному на 12%.

Цена КОМ соответствует максимуму из цен в отобранных заявках и цены, при которой функция спроса принимает значение, равное совокупному объему отобранной мощности (включая мощность, подлежащую оплате вне зависимости от результатов КОМ). Цена КОМ для каждой ценовой зоны одинакова для всех отобранных генерирующих объектов. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается.

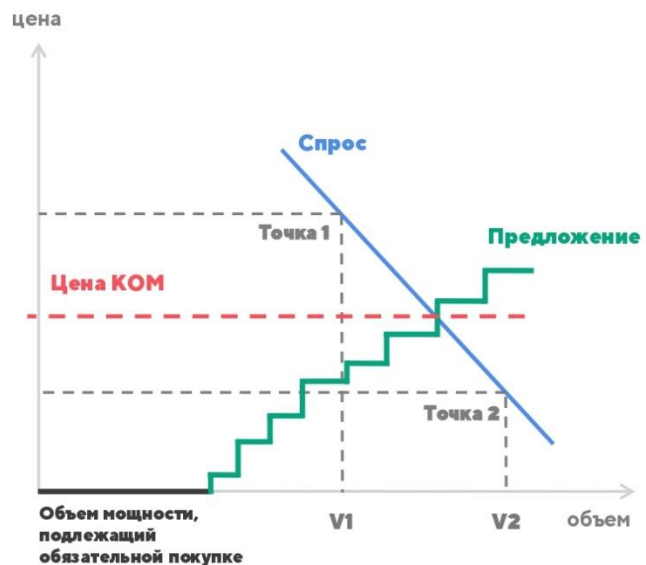
Ценообразование на КОМ.

Предложение формируется на основе ценовых заявок поставщиков

В предложение включаются объемы мощности, которые будут проданы по другим механизмам

Спрос – эластичный (по более низкой цене покупатели будут покупать больше мощности, а по более высокой – меньше).

Цены в точках 1 и 2 ежегодно индексируются на ИПЦ предшествующего года



По мере приближения к году поставки в случае превышения уточненного спроса на мощность над объемом генерирующей мощности, подлежащей оплате, возможно проведение корректирующего конкурентного отбора мощности. Обязательной оплате, не зависящей от результатов КОМ, подлежит мощность, введенная по ДПМ и аналогичным договорам с новыми АЭС и ГЭС, а также вынужденных генераторов.

Поставка мощности в вынужденном режиме, осуществляется вынужденными генераторами по цене, установленной уполномоченным федеральным органом (или Правительством Российской Федерации) не выше определенной для них цены мощности в предшествующем году при продаже по результатам конкурентного отбора мощности или в вынужденном режиме. Решение об отнесении генератора к вынужденным принимается до проведения КОМ.

ОСНОВНОЙ МЕХАНИЗМ

КОМ – конкурентный отбор мощности

СДМ – свободные договоры

ВР – покупка/продажа мощности объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме

Механизмы обеспечения возврата инвестиций

ДПМ ТЭС, АЭС, ГЭС, ВИЭ – поддержка нового строительства

КОММод – модернизация объектов тепловой генерации

КОМ НГО – строительство генерации, где прогнозируется локальный дефицит

Механизмы финансирования решения отдельных задач

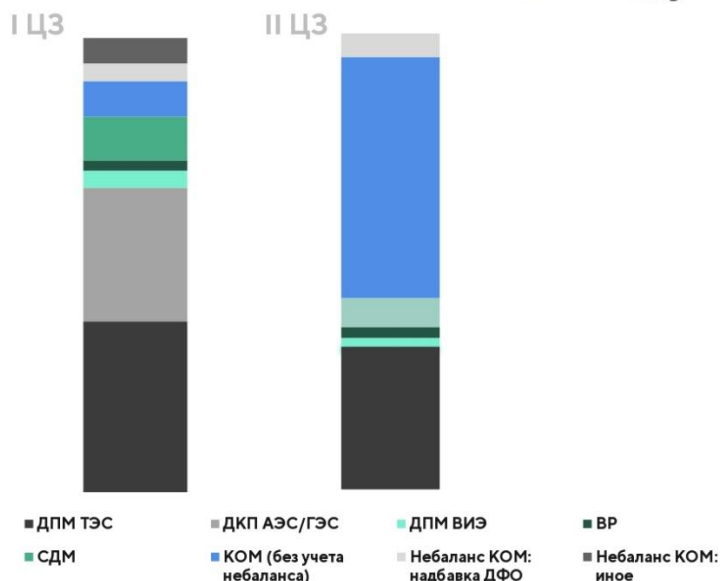
ДПМ генерации на твердых бытовых отходах (ДПМ ТБО)

Надбавка в КОМ для выравнивания тарифов на Дальнем Востоке (ДФО)

Надбавка в КОМ на строительство станций в Калининграде

Надбавка в КОМ на строительство станций в Крыму

Структура стоимости мощности в 2019 году



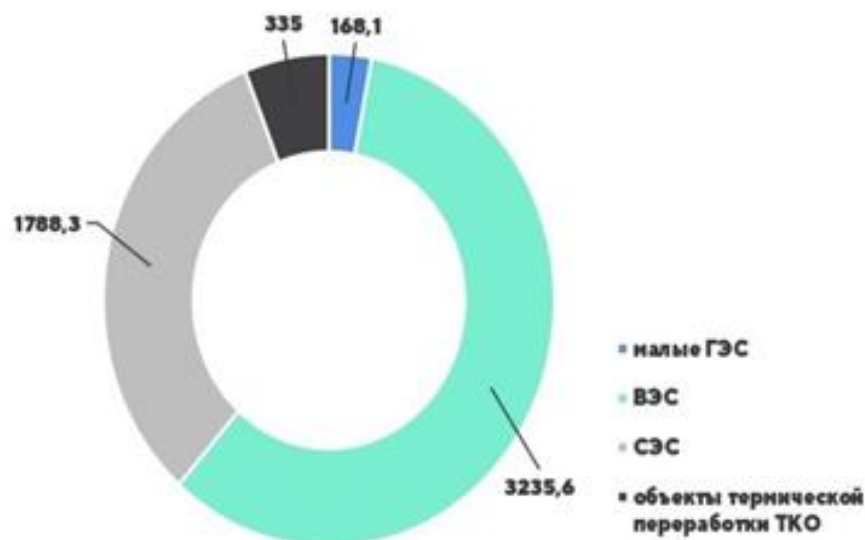
ДПМ

В декабре 2010 года завершилась кампания по подписанию договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Объект тепловой генерации, введенный по договору о предоставлении мощности, получает гарантию оплаты мощности на 10 лет (20 лет для договоров, аналогичных ДПМ, заключаемых в отношении мощности новых АЭС и ГЭС), обеспечивающую возврат капитальных и эксплуатационных затрат и установленный уровень доходности. Размеры эксплуатационных и капитальных затрат, а также принципы расчета цены мощности по ДПМ, определены в постановлении Правительства РФ № 238 от 13.04.2010.

ДПМ ВИЭ

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» с 2013 года проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – ОПВ). ОПВ проводится на 5 лет вперед отдельно для каждого вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования разных видов ВИЭ: солнечные электростанции, ветряные электростанции и малые ГЭС. Целевые показатели величин объемов ввода объектов ВИЭ и предельные величины капитальных затрат, используемые в целях проведения ОПВ, определены распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года № 1-р. По результатам ОПВ заключаются договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ (ДПМ ВИЭ), цена в которых определяется исходя из капитальных затрат на строительство объекта ВИЭ, с учетом степени локализации такого объекта и прибыли от продажи электрической энергии. Период поставки мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на оптовый рынок заканчивается по истечении 15 календарных лет с указанной в договоре даты начала поставки мощности.

Объекты ВИЭ, которые должны быть построены по ДПМ (МВт)



По результатам конкурсных отборов, проведенных в 2013—2019 годах, с учетом отказов от исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ, в России за период с 2014 по 2024 год в рамках поддержки ВИЭ-генерации на оптовом рынке должно быть построено 228 объектов генерации суммарной установленной мощностью 5527 МВт. В 2019 году аттестовано 553,5 МВт новых мощностей СЭС, таким образом, с начала действия программы поддержки ВИЭ-генерации на оптовом рынке по состоянию на 01.01.2020 введены в эксплуатацию и начали поставку мощности по ДПМ ВИЭ 75 объектов (1062,7 МВт) солнечной генерации и три объекта (85 МВт) ветрогенерации.

КОММОД

Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.01.2019 №43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» на оптовом рынке введен новый механизм торговли мощностью, стимулирующий привлечение инвестиций в модернизацию генерирующих объектов тепловых электростанций. Отбор проектов модернизации действующего оборудования ТЭС проводится на конкурсной основе с учетом территориальных ограничений только в отношении «старого» (большой возраст котла, большая наработка турбин) и востребованного оборудования (>40% дней в работе). Обязательно наличие крупных работ по основному оборудованию. Задача - модернизация (замена) существующего оборудования, а не новые стройки, поэтому существует ограничение на изменение установленной мощности по итогам реализации проекта модернизации (от -50% до +20%).

Итоговый перечень модернизируемых генерирующих объектов утверждается распоряжением Правительством РФ. Период реализации мероприятий по модернизации составляет от 6 до 36 месяцев: в течение указанного периода мощность оборудованием, находящимся в модернизации, не поставляется.

43 ГВт

будут отобраны на
КОММОД на 2022-2031

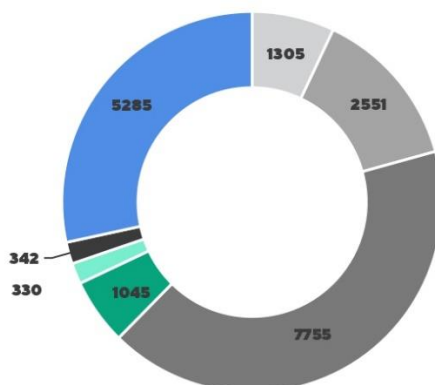
Отбор проводится
системным оператором
за шесть лет до года
поставки

Результаты
утверждаются
Правительством

Отобранный объект:
обязательства по
поставке мощности в
течение 16 лет

Итоги отборов на 2022- 2025 годы (МВт)

86 проектов
17 222 МВт



- частичная модернизация котлоагрегата (газ)
- частичная модернизация котлоагрегата (уголь)
- частичная модернизация турбины
- ПГУ
- комплексная замена котлоагрегата (газ)
- комплексная замена котлоагрегата (уголь)
- комплексная замена турбины

Некоторые проекты учтены в нескольких категориях

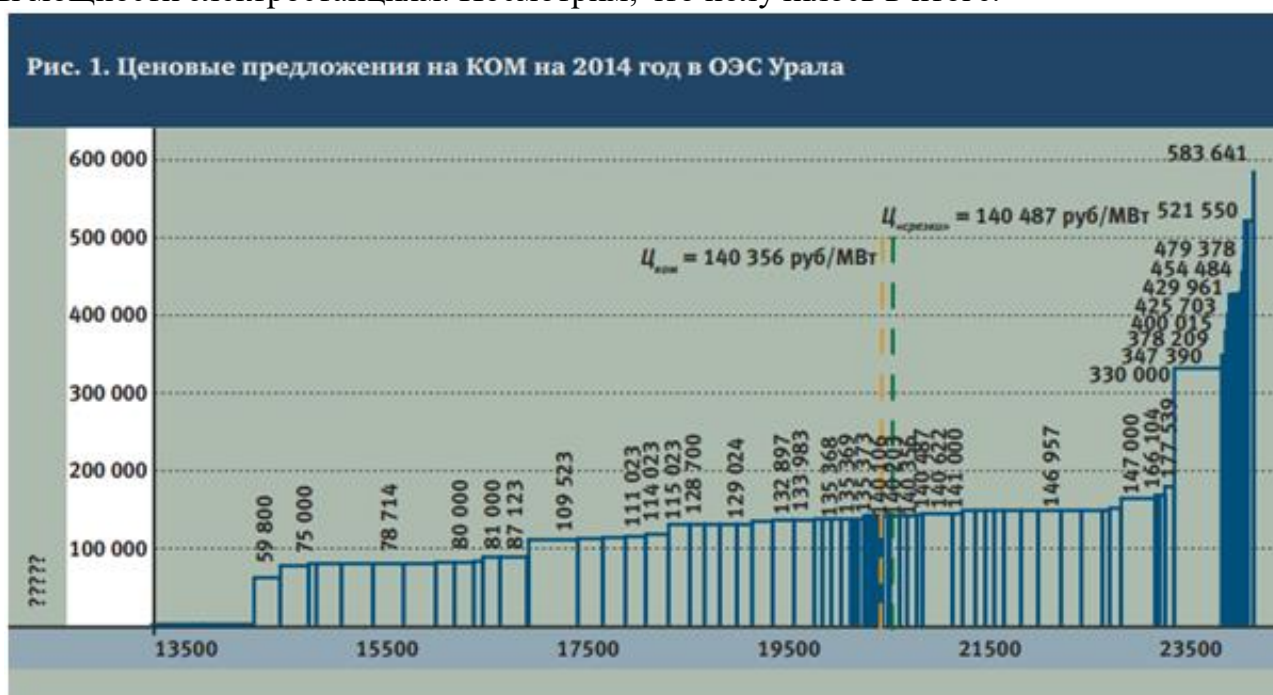
197. ЭСС Электрические сети в Системе информационно-консалтинговая группа <https://electricalnet.ru/blog/rynok-moschnosti-v-elektroenergetike-rossii-statya-1>. (дата обращения: 20.01. 2022)

Для нормальной работы электростанциям необходимо оплачивать затраты на выработку электроэнергии (условно-переменные затраты) и затраты, связанные с поддержанием оборудования в готовности для возможности выработки электроэнергии (условно-постоянные затраты).

Необходимо разделять условно-переменные и условно-постоянные, т.к. оптимизировать режим работы энергосистемы возможно только зная фактические затраты электростанций, отраженные в ценовых заявках на выработку электроэнергии.

Немного истории. С момента появления первых электрических станций и до 2009 г. в России электростанциям оплачивали установленную мощность, с 2010 г. — располагаемую (при этом тариф на мощность увеличился на коэффициент отношения установленной мощности к располагаемой при неизменной величине оплаты за мощность). Федеральная служба по тарифам (ФСТ) рассматривала сметы затрат электростанций на выработку планового объема электроэнергии и утверждала каждой станции тариф на электроэнергию и на мощность.

Начиная с 2007 г. под руководством А. Чубайса, бывшего в то время председателем правления РАО ЕЭС, и Ю. Удальцова, бывшего руководителем оперативного штаба Центра управления реформой, началось активное реформирование системы оплаты мощности электростанциям. Посмотрим, что получилось в итоге.



Сегодня для определения тарифа на мощность используется конкурентный отбор мощности (КОМ). Рассмотрим общий порядок проведения КОМ. На основе прогноза потребления Системный оператор определяет потребность в мощности электростанций на следующий год по каждой зоне свободного перетока (ЗСП). Электростанции подают Системному оператору заявки, в которых указывают располагаемую мощность на каждый месяц предстоящего года и желаемую цену оплаты 1 МВт мощности. Предельный размер цены на мощность утверждает Правительство РФ. Федеральная антимонопольная служба (ФАС) до проведения КОМ определяет ЗСП, в которых КОМ проводится с использованием предельного размера цены на мощ-

ность. Затем вступает в действие процедура конкурентного отбора мощности. В графическом виде алгоритм отбора ценовых заявок поставщиков хорошо иллюстрирует презентация «Конкурентный отбор мощности на 2014 год», представленная Ф. Опадчим, заместителем Председателя Правления Системного оператора, на Всероссийском семинаре-совещании «Тарифное регулирование в 2013 году и задачи органов государственного регулирования на 2014 год». Опишем принцип определения цены КОМ. Системный оператор составляет ранжированный список ценовых заявок электростанций для покрытия потребления в данной ЗСП. Отбрасываются наиболее дорогие ценовые заявки, покрывающие 15% потребления (15% потребления в Первой ценовой зоне, 10% во Второй ценовой зоне) и ценовая заявка, являющаяся последней перед «дорогими» заявками — цена «срезки». Цена КОМ устанавливается равной максимальной ценовой заявке в оставшемся списке ценовых заявок. Оплата мощности станций, подавших «дорогие» заявки, а также последней перед «дорогими» станции осуществляется по цене заявки участника рынка. Цена КОМ — это цена оплаты мощности всех остальных ТЭС, в том числе подавших «ценопринимающие» заявки, на предстоящий год. Станциям, заключившим «свободные договоры на поставку мощности», мощность оплачивается по цене договора. Оплата мощности станциям, поставляющим мощность в вынужденном режиме, производится по тарифу ФСТ. Есть нюансы, но это основные правила.

Попробуем их проанализировать.

Первое, что вызывает вопрос, — обоснование построения системы оплаты мощности по схеме КОМ. Никаких теоретических выкладок, преимуществ перед предыдущей системой (определение тарифов Федеральной службой по тарифам) авторы КОМ не приводят (видимо, их просто не существует), а просто предлагают регламент без каких-либо доводов и объяснений. Не проводится также и критический анализ правил проведения КОМ (причины неустойчивого ценообразования, сравнение суммарной величины платы за мощность по сравнению с платой, определенной по тарифам ФСТ, и др.).

Второе — любое изменение правил должно отталкиваться от недостатков предыдущей системы. Какие недостатки были в прежней системе определения тарифов на мощность? Насколько может судить автор, главный недостаток состоял в том, что тариф на мощность определялся в регулирующем органе для каждой электростанции «вручную», для рассмотрения смет большого количества электростанций требовалось много времени и трудозатрат, следовательно, имели место субъективные подходы и связанные с ними ошибки. Кроме того, у поставщиков не было стимулов к снижению издержек. Не было методики вывода с рынка устаревших мощностей. Возможно, существовали еще какие-то слабые места, о которых автор не знает. Новая система должна была исправить недостатки предыдущей системы расчета тарифов на мощность: исключить субъективный подход при установлении тарифов, стимулировать электростанции к снижению издержек и предложить способ избавления от устаревшего оборудования, сохраняя положительные стороны прежней системы — обеспечение электростанций средствами на поддержание работоспособности электростанций при нормативной рентабельности.

Система определения тарифов на мощность с помощью КОМ решила в основном первую задачу — уход от «ручного» определения тарифов. Увы, решив незначительную проблему алгоритмизации назначения тарифа, получили другие проблемы, более существенные. А именно: все тепловые электростанции, получившие тариф КОМ, совершенно разные по типу и величине установленной мощности, объективны — в силу кон-

структивных особенностей имеющие разные условно-постоянные затраты (затраты на обслуживание, ремонт и т.д.) получают одинаковый тариф на мощность. Более того, поставщики могут подавать так называемые ценопринимаящие заявки на оплату мощности. То есть средства на оплату условно-постоянных затрат, которые и называются постоянными, в условиях действующей системы оплаты могут принимать совершенно разную величину! Станции, подавшие ценопринимаящие заявки, получают тариф, который может не покрывать/перекрывать с большой переплатой условно-постоянные затраты. И то, и другое — плохо.

В список станций, не прошедших КОМ, а стало быть, не получивших оплату за мощность, попали многие ТЭЦ. Электростанции, отапливающие города, с КПД использования топлива более 80%, существенно более высоким, чем у конденсационных (~30—45%), оказываются «неэффективными». Не получив плату за мощность, но работая дальше в обязательном порядке (для отопления города), ТЭЦ лишаются необходимых для модернизации оборудования финансов, и в результате ситуация только ухудшается.

Процедура определения тарифов на оплату мощности называется «конкурентный отбор мощности». А в чем, собственно, заключается конкуренция? При избытке мощности на рынке не оказаться хуже всех при подаче ценовой заявки в КОМ? При дефиците мощности (как во второй ценовой зоне) никакой конкуренции не существует в принципе. Станция с любой ценовой заявкой пройдет КОМ, ее мощность будет оплачена либо по тарифу ценовой заявки, рассмотренной и утвержденной ФСТ (в случае подачи «дорогой» заявки), либо по тарифу выше подаваемой заявки — по цене КОМ (в случае подачи заявки ниже тарифа КОМ). При организации оптового рынка электроэнергии на основе двусторонних договоров мощность, видимо, тоже будет оплачиваться по этим же договорам. Возникнет ситуация: кто будет ближе к дешевым поставщикам, в том числе ГЭС, тот будет в выигрыше. У покупателей возникнет стимул заполучить «дешевых» поставщиков. Какие при этом будут применяться методы? Очень возможно, что коррупционные. А кто будет заключать договоры с «дорогими» поставщиками — честные неудачники? Складывается впечатление, что авторы реформы оплаты мощности взяли за основу систему ценообразования на рынке электроэнергии (ценопринимание, маргинальное ценообразование, уравнивание цены для электростанций разных типов), систему, которая сейчас активно критикуется, признана неудовлетворительной, обсуждаются вопросы ее замены. 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.

Если по итогам определения тарифов на мощность ТЭЦ не прошла КОМ, но не подлежит закрытию по условиям теплоснабжения, то было бы логичным потребовать от

станции план мероприятий по модернизации оборудования с последующим рассмотрением в ФСТ и финансовым обеспечением.

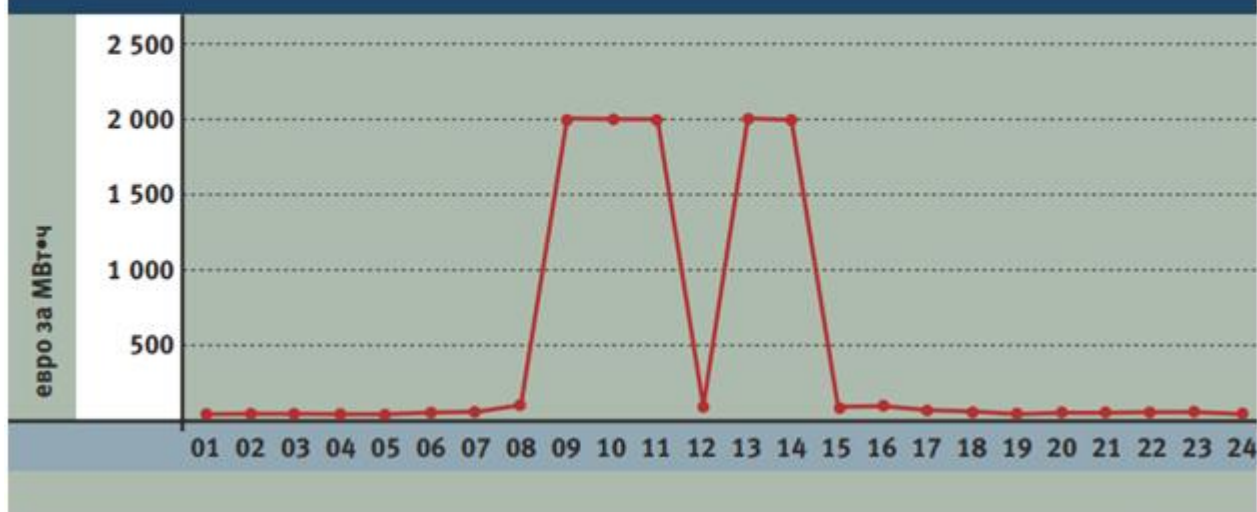
То, что сегодняшний рынок мощности не предлагает решения проблемы неэффективной генерации, признают и его разработчики.



Ф. Опадчий на уже упомянутом Всероссийском семинаре-совещании «Тарифное регулирование в 2013 году и задачи органов государственного регулирования на 2014 год» указал, что пока не существует механизмов вывода из эксплуатации неэффективной генерации, привязанной к выработке тепла (рис. 2).

КОМ определяет эффективность/неэффективность ТЭЦ только на основании тарифов на мощность при выработке электроэнергии, а ведь ТЭЦ строились как наиболее эффективный комбинированный источник электроэнергии и тепла. И оценивать, является станция эффективной или неэффективной, необходимо с точки зрения эффективности использования топлива (выработки электроэнергии и тепла). Организация рынка мощности, учитывающая расходы на содержание мощности для выработки только электроэнергии, неправильна в принципе. Вследствие неправильной организации определения тарифов на мощность многие ТЭЦ оказываются «неэффективными», ставится вопрос о выводе электростанции из эксплуатации, что в свою очередь рождает множество серьезных проблем.

Рис. 3. Динамика цены на электроэнергию на спотовом рынке Эстонии за 24 августа 2010 г.



Одной из задач КОМ является вывод неэффективных электростанций из эксплуатации.

В презентации Ф. Опадчего показано, что КОМ данную задачу не решает, но решать ее надо. Как же быть? Автор статьи предлагает следующий путь. Эффективность работы каждой электростанции можно оценить по рам: КПД использования топлива, платежный баланс, ценовые заявки на выработку электроэнергии и оплату мощности, состояние оборудования, условия работы персонала, вопросы теплоснабжения, выработка электроэнергии и др. Если установить каждому параметру свой весовой коэффициент, то при анализе отчетных форм, обобщая все коэффициенты, можно определить станции, работа которых неэффективна.

Работу электростанций, по данным отчетности признанными неэффективными, должна анализировать комиссия, состоящая из представителей собственника станции, местных властей, ФСТ, Системного оператора и, возможно, еще каких-либо участников. После всестороннего анализа финансов, эффективности менеджмента, вопросов теплоснабжения, состояния оборудования и т.п. комиссия должна принимать решение о дальнейшей судьбе электростанции — модернизировать оборудование, выводить из эксплуатации, изменять финансовые потоки и т.д.

Зарубежный опыт организации рынков мощности

А как обстоят дела с оплатой мощности электростанций за рубежом?

Конструкция энергетического рынка каждой страны (региона) является уникальной, и не существует признанного стандарта в способе оплаты мощности электростанций.

В соответствии с обеспечением надежности энергосистемы все существующие в мире рынки можно разделить на пять групп [1]:

- 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.

Рынки без оборота мощности

К рынкам, где торгуется только электроэнергия, потребители имеют 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 возрасти в десятки раз, тем самым позволяя генераторам получать возмещение постоянных затрат и прибыль. Пример подобного ценового всплеска приведен на рис. 3: цены на эстонском рынке (является частью Nord Pool) на несколько часов выросли с уровня 50 до 2000 евро/МВт·ч. Хотя данный всплеск по своей величине нельзя назвать типичным, он в целом хорошо отражает логику работы рынка электроэнергии.

Неконтролируемые ценовые пики несут в себе риски злоупотребления монопольным положением производителей. Поскольку потребители не могут в реальном времени отреагировать на повышение цены, производители имеют возможность поднять ее до сколь угодно высоких значений. Поэтому на рынках применяется ограничение цен (price cap) на электроэнергию. На Nord Pool, например, оно составляет 2000 евро/МВт·ч, на канадском рынке AESO — 1000 долл./МВт·ч, на австралийском NEM — 7850 долл./МВт·ч. Рынки без оборота мощности имеют относительно простую конструкцию, но в то же время обладают существенными недостатками:

- отсутствует в явном виде механизм обеспечения достаточного объема мощности на рынке; таким образом, рынок не гарантирует наличие генерации в объеме, достаточном для покрытия спроса;

- существует риск установления слишком высокой или слишком низкой величины price cap-регулятором, что приведет к излишней ценовой нагрузке на потребителей либо недостатку установленной мощности;

- у регулятора возникают сложности с мониторингом злоупотребления монопольным положением, поскольку заявки производителей не соответствуют их переменным издержкам.

Рынок с регулируемыми платежами за мощность

Рынок, где поставщикам оплачивается электрическая мощность по административно определенному государством тарифу, существует в Испании, Южной Корее, странах Южной Америки (Аргентина, Чили, Колумбия, Перу). В обмен на оплату мощности поставщики обязуются поддерживать оборудование в состоянии готовности к выработке электроэнергии, а за нарушение данных обязательств на владельцев электростанций налагаются штрафы. В связи с тем что поставщики (или часть поставщиков) получают возмещение постоянных затрат (или их части) в составе платежей за мощность, ценовой потолок на подобных рынках устанавливается ниже, чем на рынках без оборота мощности, соответственно снижаются колебания

цен на электроэнергию. В то же время у регулятора рынка возникает необходимость создать механизм сбора с потребителя тех средств, которые уходят на платежи за мощность генераторам. Как правило, этот механизм представляет собой фиксированную надбавку к цене каждого мегаватт-часа, который обращается на рынке.

Преимущества:

- наличие удобного механизма, позволяющего регулятору в «ручном» режиме регулировать объем мощности, доступной на рынке;
- снижение волатильности рынка электроэнергии, установление более низкого ценового порога;

- возможность снижения объема платежей, необходимых для поддержания надежности, в случае адресации платежей за мощность только «новым» электростанциям.

Недостатки:

эффективность рынка ставится в зависимость от «ручного» воздействия регулятора, определяющего размеры тарифов; отсутствие прозрачных правил определения тарифа на мощность создает дополнительные риски для инвесторов, что приводит к увеличению требуемой ими премии за риск;

- «плоское» разнесение платежной нагрузки на потребителей приводит к снижению стимулов для сглаживания графика потребления — мощность одинаково оплачивается и в часы ее дефицита, и в часы ее избытка

Кроме того, хотя возможность оплаты только «новой» мощности выглядит привлекательной для снижения нагрузки для потребителей, в долгосрочном периоде такое решение приводит к возникновению различных рыночных дисбалансов. Ввод новой электростанции, призванной увеличить величину резервов, приводит к повышению конкуренции на рынке электроэнергии, в результате чего снижается выручка старых станций. Если старые станции платежей за мощность не получают, то для части из них станет целесообразным уйти с рынка (либо собственники могут принять решение об их реконструкции). В результате этого на рынке будут наблюдаться следующие тенденции:

- ускоренный вывод существующей мощности из эксплуатации, что не позволяет сделать объем резервной мощности в энергосистеме стабильным;

- повышение доли электростанций, получающих оплату за мощность.

Также в силу непрозрачности системы принятия решений о выборе поставщиков, которые получают оплату мощности, в данной модели рынка возникает риск принятия регулятором неоптимальных решений.

Двусторонний краткосрочный рынок мощности

Фактически это рынок мощности, состоящий из двусторонних контрактов между его участниками. Стандартизованного договора и определения товара «мощность» при этом не существует. Следует отметить, что доля мощности, приобретаемой по краткосрочным договорам, на рынке SPP административно ограничена 25% для каждого участника, поэтому на большую часть мощности участники должны иметь долгосрочные права собственности.

Преимущества:

- в явном виде заданы требования по величине необходимой мощности для участников рынка, что позволяет обеспечить необходимый уровень надежности энергосистемы;

- поскольку участники рынка мощности большую часть потребностей в мощности обеспечивают собственными генерирующими мощностями, за мощность на оптовом рынке является небольшим, что исключает необходимость публичного обсуждения вопроса излишней ценовой нагрузки на потребителей.

Недостатком является то, что участники рынка в сумме оплачивают тот же объем мощности, что и при централизованных торгах, а общие издержки по поддержанию необходимого объема мощности могут оказаться выше из-за непрозрачности и фрагментированности рынка. Кроме того, горизонт обязательств в один год не позволяет Системному оператору привлечь дополнительную мощность в случае обнаружения ее дефицита.

Централизованный краткосрочный рынок мощности

Системный оператор определяет спрос на мощность для рынка как сумму его прогнозного пикового потребления электроэнергии и требуемого объема резервов. Из спроса на мощность вычитаются объемы мощности, которые принадлежат участнику на праве собственности, а также приобретенные им в рамках двусторонних договоров. Таким образом, Системный оператор ко мощности на торгах должен купить каждый участник, а также суммарный объем мощности, приобретаемый на торгах. Владельцы генерирующих объектов подают заявки на продажу мощности, указывая предлагаемый объем и минимально требуемую цену.

Системный оператор отбирает заявки с наименьшими ценами в объеме, который необходимо суммарно приобрести на торгах.

Цена на мощность для поставщиков и потребителей устанавливается равной наибольшей цене, указанной в прошедших отбор заявках.

Следует отметить, что централизованный аукцион является лишь дополнительным инструментом покупки и продажи мощности. Участники рынка не ограничиваются в заключении двусторонних договоров либо в строительстве собственной мощности.

По сравнению с двусторонними рынками у данной модели можно выделить следующие преимущества:

- за счет наличия стандартизированного контракта на мощность снижаются транзакционные издержки участников рынка;
- потребители получают стимул сглаживать графики потребления с целью сокращения платежей за мощность.

Модели рынка электроэнергии и мощности за рубежом

Страна	Модель рынка электроэнергии	Модель рынка мощности
Канада		
Онтарио	Модель 1	Рынок без оборота мощности
Манитоба (MISO, Midwest Independent Transmission System Operator)	Модель 1	Краткосрочный централизованный рынок мощности
Альберта (AESO, Alberta Electric System Operator)	Модель 3	Рынок без оборота мощности
Бразилия	Модель 2	Долгосрочный централизованный рынок мощности
Аргентина	Модель 1-2	Рынок с регулируемыми платежами за мощность
Южная Корея	Модель 2	Рынок с регулируемыми платежами за мощность
Великобритания	Рынок двусторонних договоров	Рынок без оборота мощности
США		
Калифорния (CAISO, California Independent System Operator)	Модель 1	Двусторонний рынок мощности
9 штатов + 4 штата частично (MISO, Midwest Independent Transmission System Operator)	Модель 1	Краткосрочный централизованный рынок мощности
6 штатов (ISO-NE, Independent System Operator New England)	Модель 1	Долгосрочный централизованный рынок мощности
8 штатов + 6 штатов частично (PJM)	Модель 3	Долгосрочный централизованный рынок мощности
2 штата + 7 штатов частично (SPP, Southwest Power Pool)	Модель 3	Двусторонний краткосрочный рынок мощности
Техас (ERCOT, Electric Reliability Council of Texas)	Модель 3	Рынок без оборота мощности
Нью-Йорк (NYISO, New York Independent System Operator)	Модель 3	Краткосрочный централизованный рынок мощности
Скандинавские страны (Nord Pool)	Модель 3	Рынок без оборота мощности
Китай	Модель 2	Рынок без оборота мощности
Чили	Модель 3	Рынок с регулируемыми платежами за мощность

Модель 1 — Регулируемая централизованная мощность
 Модель 2 — Централизованная покупка/продажа
 Модель 3 — Конкуренциальный рынок

В то же время, несмотря на то, что краткосрочные рынки мощности просо сохранения на рынке существующей генерации, их способность привлекать инвесторов в строительство новых мощностей может быть поставлена под сомнение. В случае если в энергосистеме наблюдается дефицит генерирующей мощности, на рынке устанавливается высокая цена на мощность, что должно быть стимулом для инвестиций в генерацию. Но в тот момент, когда новая электростанция будет введена в эксплуатацию, на рынке возникнет резерв мощностей, и цена резко упадет. Таким образом, поставщики электроэнергии получают долгосрочный стимул сохранять дефицит мощности с целью избежать падения цены. Кроме того, слабая предсказуемость цен затрудняет привлечение финансирования под проекты строительства генерации.

При организации рынка мощности в явном виде возникает «проблема прозрачности». Хотя при любой модели рынка потребители оплачивают издержки содержания резервов мощности, лишь централизованный рынок позволяет им осознать, насколько дорого обходится бесперебойное электроснабжение. ствие этого введение централизованного рынка мощности часто встречает сопротивление со стороны потребителей и широкой общественности.

Централизованный долгосрочный рынок мощности

В отличие от предыдущей модели на данных рынках покупатели обязаны приобретать мощность за несколько лет до начала периода поставок.

Цена по результатам торгов определяется в точке пересечения кривой спроса, определяемой регулятором, и точки предложения, которая формируется на основе ценовых заявок поставщиков. Цена наклонной кривой спроса на мощность растет при недостатке мощности и снижается при ее избытке.

Из достоинств можно выделить то, что долгосрочный рынок мощности позволяет Системному оператору заблаговременно обеспечить необходимый объем резервов мощности, а инвесторам в строительство генерации — принимать решения в условиях большей прозрачности и определенности. Кроме того, поскольку проекты строительства новых мощностей на долгосрочных аукционах могут напрямую конкурировать с существующей генерацией, на рынке повышается конкуренция.

В то же время существуют недостатки: рынок становится зависимым от прогноза спроса на мощность, определяемого Системным оператором на несколько лет вперед — в случае завышенных ожиданий по росту энергопотребления потребителям придется оплачивать больший объем мощности, нежели тот, который нужен для поддержания надежности в энергосистеме. Форвардные обязательства увеличивают риски неисполнения генераторами своих обязательств.

Как видно из приведенной таблицы, 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 электростанций выбиралась исходя из конкретных задач, стоящих перед разработчиками правил рынка в определенный период времени.

Выводы:

1. Рынок мощности ЕЭС России в существующем виде не решает актуальных задач электроэнергетики России (финансирование строительства новых электростанций, вывод из эксплуатации/реконструкция устаревших теплогенерирующих мощностей), приводит к неоптимальной оплате существующих мощностей и должен быть отменен.

2. До разработки правил, свободных от недостатков КОМ, определение тарифов на мощность для электростанций целесообразно передать ФСТ.