

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ ИМЕНИ
ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»**

На правах рукописи

БОРОДИН АЛЕКСАНДР ЕВГЕНЬЕВИЧ

**РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И ИНСТРУМЕНТЫ
ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Специальность 5.2.3.

Региональная и отраслевая экономика
(экономика промышленности)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
кандидат экономических наук,
доцент
Черняев Максим Васильевич

Москва – 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Глава 1. Теоретико-методологические основы развития электроэнергетики России.....	14
1.1. Теоретические аспекты развития электроэнергетики России.....	14
1.2. Исследования в области электроэнергетики России и их вклад в развитие отрасли.....	30
1.3. Методологические принципы оценки экономической эффективности электроэнергетики России.....	56
Глава 2. Анализ развития электроэнергетики России.....	68
2.1. Факторы развития электроэнергетики России.....	68
2.2. Эконометрическая модель расчета экономической эффективности электроэнергетики России.....	79
2.3. Сценарии развития электроэнергетики регионов России на основе эконометрического моделирования.....	95
Глава 3. Разработка инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики Российской Федерации.....	108
3.1. Адаптация инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России.....	108
3.2. Формирование системы оценки инструментов повышения экономической эффективности.....	124
3.3. Рекомендации по повышению эффективности электроэнергетики России.....	138
ГЛОССАРИЙ.....	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	152
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	154
Приложение 1.....	173
Приложение 2.....	175
Приложение 3.....	176
Приложение 4.....	177

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Электроэнергетика является одной из системообразующих отраслей экономики России, определяющей уровень энергетической безопасности и траекторию долгосрочного социально-экономического развития. Ключевой проблемой отрасли в современных условиях является необходимость обеспечения устойчивого роста в рамках жёстко регламентированной регуляторной среды, которая, будучи необходимым инструментом управления, одновременно создаёт барьеры для гибкого внедрения инноваций и адаптации к быстро меняющимся рыночным сигналам.

Перспективы развития электроэнергетической отрасли неразрывно связаны с задачей достижения «цифровой зрелости», предполагающей глубинную трансформацию бизнес-процессов, активов и моделей взаимодействия. Однако этот процесс осложняется сохраняющейся проблемой адекватной оценки эффективности инвестиционной деятельности, обусловленной высокой капиталоемкостью, длительными сроками окупаемости проектов и необходимостью учёта не только коммерческих, но и макроэкономических, социальных и стратегических результатов.

Внешние ограничения, выражающиеся в санкционном давлении и разрыве критически важных технологических цепочек, обострили проблему моделирования экономической эффективности в условиях структурной неопределенности и острой необходимости импортозамещения, особенно в сегменте высокотехнологичного генерирующего и сетевого оборудования. Несмотря на адаптацию логистики и рыночных связей, сохраняется зависимость от иностранных решений, сдерживающая достижение полного технологического суверенитета.

Накопленные системные дисбалансы – дефицит генерирующих мощностей и электроэнергии, критический износ основных фондов, дефицит квалифицированных кадров и рост стоимости энергоресурсов – требуют разработки новых методологических подходов. Данное исследование

направлено на преодоление указанных проблем путём разработки стратегических ориентиров и практических инструментов для повышения экономической эффективности и обеспечения устойчивого развития электроэнергетики России.

Степень разработанности проблемы. Весомый вклад в исследование развития отрасли энергетики в России внесли такие ученые, как: В. А. Барина, Н. Д. Бойко, С. В. Гаврюшев, В. В. Глухов, В. А. Гончаров, П. П. Долгов, Ю. Н. Кучеров, В. А. Непомнящий, М. В. Черняев.

Исследованием оценки эффективности использования ресурсов энергетики занимались следующие ученые: У. И. Плоткина, С. С. Тимофеев и И. Ф. Максимова, В. Л. Уланов и Д. Ю. Сазонов, М. Ю. Юркина и Л. В. Аверьянова, Ю. С. Борисова, Н. В. Василенко, В. В. Глухов и др.

Исследованию наиболее эффективных инструментов развития энергетической отрасли посвящены труды таких ученых, как: К. Борисов, Н. В. Василенко, Е. Виноградова, Е. П. Грабчак, И. А. Кейлин, Л. В. Ларченко, Л. А. Минасян, К. А. Нуркан.

Вопросы эффективного управления производственными процессами предприятий в условиях цифровизации рассматривались в научных публикациях Ю. Н. Мосейкина, Ю. Ю. Костюхина, В. Д. Секерина, В. И. Гайдука, А. Е. Гороховой, Л. А. Федоровой, С. А. Федорова.

Принимая во внимание высокую значимость проведенных исследований и их значительный исследовательский потенциал в сфере содействия повышению экономической эффективности электроэнергетики, стоит отметить, что актуализация и совершенствование инструментов повышения ее экономической эффективности в России нуждается в дальнейшей разработке.

Область исследования.

Диссертационное исследование выполнено в соответствии с паспортом научной специальности 5.2.3 «Региональная и отраслевая экономика»: п. 2.1. Теоретико-методологические основы анализа проблем промышленного

развития; п. 2.16. Инструменты внутрифирменного и стратегического планирования на промышленных предприятиях, отраслях и комплексах.

Объект исследования – электроэнергетика как сложная промышленная отрасль России, включающая в себя: генерацию, распределение и сбыт электроэнергии.

Предмет исследования – комплекс экономических отношений, складывающийся в результате разработки инструментов повышения экономической эффективности функционирования электроэнергетики России.

Цель диссертационного исследования состоит в определении направлений развития электроэнергетики России и прогнозировании внедрения инструментов повышения ее экономической эффективности.

Достижение поставленной цели обеспечивается постановкой и решением следующих исследовательских задач:

1. построить эконометрическую модель расчета экономической эффективности и разработать на ее основе сценарии развития электроэнергетических компаний России;

2. сформировать практико-ориентированную методику, обеспечивающую достоверную оценку эффективности инвестиционной политики в отрасли с учетом современных условий;

3. разработать систему оценки, преодолевающую фрагментарность существующих методик за счет интеграции разнородных факторов влияния на результативность инструментов повышения экономической эффективности в электроэнергетике России;

4. предложить критерий для комплексной оценки влияния регуляторной среды на потенциальную эффективность и практическую реализуемость инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетической отрасли;

5. сформировать концепцию достижения «цифровой зрелости», определяющую необходимые изменения регулирования, бизнес-модели компаний и технологические изменения.

Гипотеза диссертационного исследования заключается в том, что внедрение инструментов повышения экономической эффективности способно помочь решить проблемы, возникающие в электроэнергетике как сложной промышленной отрасли России.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке теоретических и практических положений и вытекающих из них практических инструментов, направленных на повышение экономической эффективности электроэнергетики России:

Научная новизна на теоретическом уровне:

- Сформирована новая концепция цифровой трансформации электроэнергетической отрасли России. В целях решения задачи достижения «цифровой зрелости» преодолена фрагментарность существующих подходов к цифровизации и обеспечению перехода к системной трансформации. Предлагаемая схема представляет собой целостную модель, основанную на функциональном перераспределении ролей ключевых участников рынка.

Новизна на аналитическом уровне:

- Разработан поэтапный метод корреляционно-регрессионного анализа как инструмент определения экономической эффективности электроэнергетической отрасли. Апробация предложенного метода проведена на примере ПАО «Россети Московский регион». В ходе апробации определены перспективные направления развития электроэнергетической компании, где в качестве зависимого показателя установлена выручка компании, а независимыми показателями выступают выручка от деятельности по технологическому присоединению, отпуск электрической энергии из сети потребителям, расходы на реализацию программы цифровой трансформации и средний тариф на услуги по передаче электрической энергии.

- Предложен новый подход для оценки эффективности инвестиционной политики в электроэнергетике России, основанный на структурно-математической аналогии и закрепляющий взаимосвязь между инвестиционными усилиями, институциональными барьерами и внешними

факторами, представляя итоговую эффективность инвестиционной политики как результат взаимодействия трёх ключевых переменных.

- Разработана авторская система оценки инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России, состоящая из трех критериев: окупаемость, эффект для потребителей и соответствие современным российским реалиям. Интерпретация результатов представлена в виде графика принятия решения, а итоговое принятие решения об эффективности инструмента основано на цветовой схеме и сочетании критериев.

- Разработан критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность» с целью комплексного учета системообразующей роли государственного регулирования, которое в реалиях российского рынка выступает не только рамочным условием, но и активным фактором, способным как катализировать, так и полностью блокировать внедрение перспективных управленческих и технологических решений. Без учёта данного аспекта любая оценка эффективности инструментов может остаться сугубо теоретической.

Практическая новизна:

Авторский анализ и систематизация методов и алгоритмов эффективного управления электроэнергетикой России могут быть использованы предприятиями электроэнергетики в целях обеспечения экономической эффективности их функционирования, а также могут быть полезны инвесторам в электроэнергетическую отрасль при составлении плана по осуществлению проектного финансирования с использованием инструментов государственной поддержки, учитывая при этом современные условия социально-экономического развития России.

Теоретическая значимость исследования заключается в развитии методических подходов к управлению предприятиями электроэнергетики в условиях изменяющейся внешней среды, уточнению механизмов их адаптации к институциональным и рыночным изменениям, а также обоснование системы

инструментов развития электроэнергетики с учетом взаимодействия государства и хозяйствующих субъектов.

Практическая значимость диссертационного исследования заключается в том, что результаты настоящего исследования, включающие рекомендации по совершенствованию инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России, имеют значительный практический потенциал. Предложенные в работе методы и алгоритмы адресованы органам государственной власти для использования в нормотворческой деятельности и при формировании программ отраслевого развития, а также коммерческим структурам для проведения предынвестиционной оценки проектов.

Результаты исследования могут быть использованы государственными органами, такими как Министерство экономического развития РФ и Министерство энергетики РФ, при разработке экономической политики в области развития энергетического рынка и выборе инструментов эффективного использования электроэнергетики России в современных условиях. Материалы диссертации могут быть использованы в учебном процессе в преподавании ряда дисциплин, связанных с экономикой электроэнергетики, таких как «Экономика предприятия», «Экономика ТЭК», «Экономика энергетических и сырьевых отраслей» и «Smart экономика».

Методологической и теоретической базой исследования являются труды российских и зарубежных ученых по вопросам эффективного управления электроэнергетикой, разработки инструментов и механизмов экономической эффективности электроэнергетики. Исследования ученых направлены на изучение текущих методов оценки экономической эффективности инструментов электроэнергетики и создание инновационных стратегий сотрудничества ключевых участников рынка для оптимизации совокупной пользы от реализации инвестиционных проектов, проектов развития цифровизации на предприятиях электроэнергетической отрасли.

Информационной базой диссертационного исследования являются данные Росстата, открытые данные российских и зарубежных источников, нормативно-правовые акты различных уровней государственной власти и местного самоуправления, планы и отчеты дочерних зависимых организаций публичного акционерного общества «Россети» [17-39] и акционерного общества «СО ЕЭС» [1, 87-91], открытые данные из научных статей, монографий и книг, результаты авторских расчетов, проведенных на базе источников и материалов, находящихся в открытом доступе в сети Интернет, релевантных настоящему диссертационному исследованию.

Методы исследования. В рамках работы над диссертацией применялись универсальные научные методы, включая систематический анализ, построение моделей, сопоставление данных, ретроспективный анализ, синтез информации и прогнозирование будущих тенденций, методы интегральной оценки, корреляционного и регрессионного анализа.

Основные научные положения, выносимые на защиту и содержащие научную новизну:

1. Представлена эконометрическая модель как инструмент определения экономической эффективности предприятий электроэнергетической отрасли.

Для определения экономической эффективности предприятий электроэнергетической отрасли разработана эконометрическая модель, которая позволяет выявить и количественно оценить взаимосвязь между экономическими показателями, специфическими показателями отрасли, современными вызовами и финансово-экономическим результатом. Данная модель отличается от применяемых ранее набором показателей и методом обработки результатов. Апробация данной модели проведена в крупной российской электроэнергетической компании ПАО «Россети Московский регион», что позволило выявить факторы, оказывающие наиболее существенное влияние на финансово-экономические результаты компании.

2. Предложен новый подход для оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики.

Доказано, что специфические особенности электроэнергетики, такие как её стратегическое значение, высокая капиталоемкость, долгий срок окупаемости и зависимость от внешнеполитических факторов, не позволяют применять традиционные методики оценки эффективности. Это связано с неспособностью данных методик в полной мере отразить современные отраслевые реалии. Для оценки эффективности инвестиционной политики в новом подходе используются параметры, такие как: U_s – инвестиционные усилия (общий объем доступных инвестиционных ресурсов), R_{is} – барьеры, возникающие в отношении инвестиционной политики (нормативно-правовые; инфраструктурные; рыночные), X_p – сопротивление специфических факторов, возникающих в результате воздействия внешней среды (мобилизационная экономика; санкции недружественных стран; цифровизация электроэнергетики).

3. Разработана авторская система оценки инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России.

В условиях структурных изменений в ТЭК России разработка адаптированных оценочных систем становится научной необходимостью. Предлагаемая система устраняет основные недостатки существующих методик, заключающиеся в сложности расчетов, игнорировании региональной специфики и отрыве от интересов потребителей. Критерий «окупаемость» учитывает: региональные корректировки и риски при внедрении; критерий «потребительский эффект» оценивает, как инструмент повлияет на конечного потребителя, а именно, население и бизнес; критерий «соответствие российским реалиям» оценивает соответствие инструмента нормативным, климатическим и производственным реалиям России.

4. Разработан критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность» с целью комплексного учета влияния

законодательства на потенциальный инструмент повышения экономической эффективности.

Государственное регулирование остается системообразующим фактором российской электроэнергетики, однако его эффективность варьируется в зависимости от согласованности законодательных инициатив с отраслевыми реалиями. Разработанный критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность» оценивает, насколько существующая нормативная база является драйвером, нейтральным фактором или барьером для реализации конкретного инструмента повышения экономической эффективности электроэнергетики России. Это позволяет выявить инструменты, потенциальная эффективность которых будет существенно ограничена на практике или усилена регуляторной средой.

5. Предложена новая концепция цифровой трансформации в энергетической отрасли России.

Трансформация электроэнергетической отрасли России является не просто техническим обновлением, а стратегической необходимостью. Этот переход – ответ на совокупность глобальных вызовов и внутренних системных ограничений, таких как фрагментарность данных, низкая гибкость системы и неразвитость рыночных взаимодействий. Модернизация отрасли по предлагаемой схеме основана на редизайне функций ее участников и направлена на эволюцию из «инфраструктурного оператора» в «цифрового интегратора энергоуслуг». Ключевыми элементами данной трансформации являются:

- новое функциональное назначение государственных органов, регулирование «песочниц»;
- преобразование сетевых организаций в платформенных операторов;
- цифровая конвергенция на основе единого стандарта обмена данными CIM;
- внедрение инструментов технологического суверенитета.

Обоснованность и достоверность основных положений

диссертационного исследования подтверждается исследованиями ученых теоретиков и специалистов по практическим аспектам экономической деятельности в области электроэнергетики. Выводы, рекомендации и предложения, полученные по итогам проведенного исследования, основаны на применении передовых аналитических и новейших методов научного поиска в экономической сфере, подкреплены обширным использованием законодательных норм, текущих данных статистики и мнений экспертов.

Апробация результатов диссертационного исследования.

Научные результаты, полученные в ходе проведения настоящего исследования, были представлены кафедре Национальной экономики Экономического факультета Российского университета дружбы народов, неоднократные обсуждения проводились в ходе научных дискуссий на различных научных мероприятиях. Кроме того, основные положения получили признание научного сообщества в результате публикации их в научных периодических изданиях. Практическая значимость проведенного исследования подтверждается фактами внедрения в практическую деятельность научных разработок.

Основные научные и практические результаты исследования были представлены автором на следующих научно-практических мероприятиях:

- VII Всероссийская научно-практическая конференция «Экономика отраслевых рынков: формирование, практика и развитие», Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы и Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет) (Москва, 2023)

- XIII Международная научно-практическая конференция «Научные исследования студентов и учащихся», Наука и просвещение (Москва, 2024)

- XV Международная научно-практическая конференция «Современные исследования: теория, практика, результаты», АНО ДПО «Центр развития образования и науки» Издательство ЦРОН (Москва, 2025)

Публикации.

По теме диссертационного исследования опубликовано 6 научных работ совокупным объемом 5,53 п.л., (доля автора 4,34), в том числе 5 работ опубликованы в изданиях, рекомендованных ВАК РФ и РУДН, 1 работа в издании, индексируемом наукометрической базой RSCI.

Структура и объем диссертации.

Диссертация включает введение, три главы основного текста работы, заключение, список используемых источников литературы и приложения. Диссертация изложена на 172 страницах без учета приложений, включает 28 рисунков, 45 таблиц и 21 формулу. Список использованной литературы содержит 149 источников, количество приложений – 4.

Глава 1. Теоретико-методологические основы развития электроэнергетики России

1.1. Теоретические аспекты развития электроэнергетики России

Электроэнергетика часто определяется как отрасль, охватывающая производство, передачу, распределение и потребление электроэнергии. Однако, несмотря на кажущееся согласие в определениях, в научном сообществе существуют различные акценты в трактовке понятия, отражающие уникальность и многообразие исследовательских подходов.

С одной стороны, электроэнергетика может рассматриваться через призму технических инноваций и развития новых технологий, направленных на повышение эффективности и надежности энергосистем. В этом случае основной акцент делается на создании передовых материалов, устройств и методов для генерации и передачи электроэнергии, включая возобновляемые источники энергии и интеллектуальные энергетические системы [40].

В сугубо экономическом плане электроэнергетика – это отрасль, в которой ценообразование, производство, распределение и потребление электроэнергии напрямую связаны с показателями занятости, инвестиций, инфляции и общего экономического роста.

Важный аспект развития электроэнергетики – это использование экологически безопасных технологий, целью которых является снижение воздействия энергетической отрасли на окружающую среду, в том числе через использование альтернативных источников энергии и минимизацию выбросов парниковых газов.

Не менее важным, в анализе различных авторов является социально-гуманитарный элемент сферы электроэнергетики, который включает в себя влияние электроэнергетики на общество, культуру и повседневную жизнь людей. В этом ракурсе обсуждаются вопросы доступности электроэнергии для

различных слоев населения, энергетической безопасности и энергетической независимости.

Таким образом, электроэнергетическая отрасль России — это стратегически важная, технологически и экономически интегрированная отрасль национального хозяйства, представляющая собой единый комплекс объектов по генерации, передаче, распределению и сбыту электроэнергии. Она функционирует как на регулируемом, так и на рыночной основе и обеспечивает энергетическую безопасность и устойчивое развитие экономики и социальной сферы страны.

Электроэнергетика как экономическая категория представляет собой сложную и многогранную отрасль, требующую глубокого понимания экономических процессов, регуляторной политики и инновационных технологий для обеспечения ее эффективного и устойчивого развития.

Рассмотрев определение электроэнергетики, перейдем к известным этапам развития электроэнергетической отрасли России. Традиционно авторы выделяют следующие этапы развития:

1. 1917–1935 – разработка и реализация плана Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО);
2. 1935–1940 – создание энергосистем и освоение высоковольтных передач;
3. 1940–1950 – военные и послевоенные годы, управление и интеграция;
4. 1950–1970 – строительство каскада гидроузлов и развитие высоковольтных сетей;
5. 1970–1990 – расширение Единой энергетической системы (ЕЭС) и интеграция энергосистем [109];
6. 1990–2008 – переходный период и реформы [54];
7. 2008 – настоящее время – модернизация и развитие «умных» сетей.

Первый этап развития электроэнергетики в России, охватывающий период с 1917 по 1935 год, характеризуется зарождением и реализацией плана ГОЭЛРО, который стал краеугольным камнем в становлении и модернизации отрасли. Инициированный после Октябрьской революции 1917 года и утвержденный в 1920 году, план ГОЭЛРО представлял собой первую в мире государственную программу комплексной электрификации страны. Основной целью плана было создание материально-технической базы для электрификации, которая должна была способствовать промышленному и социальному развитию.

Основные моменты этапа включают разработку и последующее внедрение концепций централизованной выработки электроэнергии, и создание крупных районных электростанций, которые обеспечивали бы высокую надежность работы и эффективность энергетического хозяйства. План предусматривал строительство 30 крупных электростанций, однако к его завершению в 1935 году было построено уже 40 станций. Таким образом, количественные показатели плана были значительно перевыполнены, что позволило СССР обойти по производству электроэнергии такие развитые страны, как Англия, Франция и Италия, и занять третье место в мире после США и Германии.

Среди проблем, с которыми столкнулась реализация плана ГОЭЛРО, были огромные разрушения инфраструктуры, вызванные Первой мировой и Гражданской войнами, а также необходимость разработки новых технологических подходов в условиях острой нехватки квалифицированных инженеров и технических специалистов. Не менее значимой проблемой была организация производства и распределения ресурсов в условиях строительства крупных электростанций, требующих значительных капиталовложений и координации усилий на государственном уровне.

Тем не менее, успешная реализация плана ГОЭЛРО демонстрирует важность государственного планирования и инвестиций в развитие инфраструктуры как ключевых факторов промышленного и технологического

прогресса. План не только способствовал восстановлению и развитию экономики Советского Союза, но и заложил основу для дальнейшего развития электроэнергетики в стране, создав предпосылки для формирования единой энергетической системы.

Второй этап развития электроэнергетики России (1935–1940 гг.) характеризуется активным созданием и развитием энергосистем, а также освоением технологий высоковольтных электропередач. Этот период отметился значительным расширением географии и увеличением мощности электроэнергетических объектов, что стало возможным благодаря успешному завершению реализации плана ГОЭЛРО.

В рамках данного этапа было сформировано несколько крупных энергосистем, каждая из которых производила более 1 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Среди них выделялись Московская энергосистема с производством около 4 млрд кВт·ч, а также Ленинградская, Донецкая и Днепровская энергосистемы, производство которых превышало 2 млрд кВт·ч каждая. Эти показатели свидетельствовали о значительном увеличении энергетической мощности и обеспечивали более широкий доступ к электричеству для промышленных предприятий и населения [43].

Особенностью периода стало освоение высоковольтных электропередач, которые позволили существенно улучшить эффективность распределения электроэнергии на большие расстояния. Внедрение линий электропередачи напряжением 110 кВ и даже 154 кВ в Днепровской энергосистеме способствовало повышению надежности и стабильности энергоснабжения. К 1940 году для соединения двух крупнейших энергосистем юга страны была построена межсистемная линия 220 кВ Донбасс–Днепр, что стало важным шагом в развитии электросетевой инфраструктуры.

Таким образом, данный этап демонстрирует значительные изменения в сфере электроэнергетики, связанные с увеличением производственных мощностей, созданием и интеграцией крупных энергосистем, а также началом использования высоковольтных технологий электропередачи. Эти достижения

не только улучшили качество и доступность электроснабжения, но и заложили основу для дальнейшего развития и модернизации электроэнергетической отрасли России.

Третий этап (1940–1950 гг.) характеризуется строительством межсистемной линии Донбасс–Днепр и восстановлением энергетического сектора.

Фактически третий этап охватывает годы войны и послевоенной реконструкции. Период продолжительностью около 10 лет с самого его начала ознаменован строительством межсистемной линии 220 кВ Донбасс–Днепр, что представляло собой значительный шаг в развитии электроэнергетики. Однако военные действия наложили свой отпечаток на энергетическую систему, что привело к повреждению и разрушению значительной части энергетической инфраструктуры [100].

Несмотря на трудности военного времени, период был отмечен усилиями по восстановлению и модернизации энергетического сектора. Важным достижением стало создание в 1942 году на Урале первого Объединенного диспетчерского управления (ОДУ), которое координировало работу трех районных энергетических управлений: «Свердловэнерго», «Пермэнерго» и «Челябэнерго». Эти энергосистемы работали параллельно по линиям напряжением 220 кВ, что демонстрировало значительный прогресс в управлении и интеграции энергосистем в условиях военного времени.

К концу этого периода, несмотря на трудности восстановления после войны, энергетическая отрасль смогла достичь впечатляющих результатов в развитии инфраструктуры и повышении эффективности энергопотребления. Ввод в эксплуатацию новых электростанций и линий электропередачи способствовало дальнейшему укреплению и интеграции энергосистем, создав основу для последующего этапа развития электроэнергетики России [13].

Период 1950–1970 годов в истории развития электроэнергетики России был ознаменован масштабными проектами строительства каскадов гидроузлов и активным развитием высоковольтных сетей. Этот этап стал свидетельством

перехода к более масштабному и технологически продвинутому подходу в электроэнергетике, отражая растущие потребности страны в электроэнергии в связи с послевоенным восстановлением и индустриализацией [58].

Значительная часть усилий была сосредоточена на использовании гидроэнергетического потенциала, что выразилось в строительстве крупных гидроэлектростанций на Волге и других крупных реках. Эти проекты не только обеспечивали дополнительные мощности для нужд народного хозяйства, но и способствовали развитию смежных регионов, стимулируя их экономическое и социальное развитие. Строительство каскадов гидроузлов на Волге стало ключевым моментом этого периода, символизируя технический прогресс и амбиции страны в электроэнергетике.

Параллельно с развитием гидроэнергетики осуществлялось стремительное расширение высоковольтных сетей. Внедрение линий электропередачи напряжением 500 кВ позволило значительно увеличить дальность и надежность передачи электроэнергии, обеспечивая более тесную интеграцию различных регионов страны в единую энергетическую систему. Это, в свою очередь, способствовало созданию условий для формирования Единой энергетической системы (ЕЭС) Европейской части СССР, которая стала основой для обеспечения стабильного и эффективного энергоснабжения на территории всей страны.

Этап 1950–1970 годов выделяется не только внедрением новых технологий и строительством масштабных энергетических объектов, но и значительным увеличением объемов производства электроэнергии, что стало возможным благодаря совершенствованию технологической базы и оптимизации управления энергетическими ресурсами. Развитие высоковольтных сетей и строительство гидроузлов в значительной степени определили направление дальнейшего развития энергетической отрасли России, заложив основу для ее современного состояния.

Этап 1970–1990 годов в развитии электроэнергетики СССР ознаменовался значительным расширением и интеграцией энергосистем, что

явилось логическим продолжением предыдущих усилий по созданию единой электроэнергетической инфраструктуры. В эти два десятилетия внимание было сосредоточено на дальнейшем укреплении Единой энергетической системы (ЕЭС) страны, что предполагало как физическое расширение сети, так и углубление интеграционных процессов между различными энергосистемами.

В 1970 году к Единой энергосистеме европейской части СССР была присоединена Объединенная энергосистема Закавказья, а в 1972 году – Объединенная энергосистема Казахстана, а также отдельные районы Западной Сибири. Это присоединение не только расширило географические границы ЕЭС, но и способствовало повышению надежности и эффективности энергоснабжения, позволяя более гибко управлять распределением электроэнергии в соответствии с потребностями различных регионов.

Значительным шагом в укреплении интеграции энергосистем стало введение в эксплуатацию в 1977 году транзита 500 кВ Урал–Казахстан–Сибирь. Этот транзит не только обеспечил дополнительный канал для перераспределения электроэнергии между регионами, но и позволил использовать энергетический потенциал Сибири для покрытия дефицита в других частях страны, особенно в условиях маловодных лет.

Присоединение к ЕЭС энергосистем Сибири означало не просто территориальное расширение, но и начало нового этапа в развитии энергетической отрасли, когда управление наиболее крупными электростанциями и ключевыми линиями электропередачи стало осуществляться из единого центра – Центрального диспетчерского управления ЕЭС в Москве. Это обеспечило более высокую координацию и эффективность в управлении энергоресурсами на национальном уровне.

Таким образом, период с 1970 по 1990 год был охарактеризован для электроэнергетики России (и СССР в предыдущие периоды) не только количественным ростом и технологическим развитием, но и значительным

углублением интеграционных процессов в рамках Единой энергетической системы [109].

Период с начала 1990-х до 2008 года стал временем масштабных преобразований электроэнергетической отрасли России. Ключевым событием этого этапа стала реформа электроэнергетики, инициированная в конце 1990-х годов и проводившаяся под руководством А. Б. Чубайса. Эти реформы были направлены на демонополизацию, создание конкурентного рынка и привлечение частных инвестиций в отрасль.

Центральным институтом реформ стало Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), образованное в 1992 году. До начала 2000-х годов оно контролировало до 70% всей электроэнергетики страны, включая генерацию, передачу и сбыт. В рамках реформ началась масштабная реструктуризация: активы РАО были разделены по функциям — на генерирующие, сетевые и сбытовые компании.

С 2001 по 2008 год произошёл процесс дезинтеграции РАО «ЕЭС России», сопровождавшийся выделением генерирующих компаний (ОГК и ТГК), созданием ПАО «ФСК ЕЭС» (единый сетевой оператор), формирования независимых сбытовых компаний и передачи функций системного оператора отдельной структуре — АО «СО ЕЭС».

Полная ликвидация РАО «ЕЭС России» завершилась 1 июля 2008 года. Это событие стало поворотным: с одной стороны, реформа позволила привлечь инвестиции в модернизацию объектов, но с другой — спровоцировала ряд негативных последствий, таких как фрагментации управления, усложнению координации, росту издержек на рынке, а также к недостаточному контролю за состоянием сетей и тарифами.

Отдельным предметом критики стало возложение ответственности за обновление основных фондов на рынок, в условиях низкой рентабельности отдельных сегментов, что усугубило проблему износа оборудования. Кроме того, резкий переход от высокой степени централизации управления к его

децентрализации при отсутствии достаточного государственного регулирования вызвал системные сбои в ряде регионов.

Реформы под руководством А. Б. Чубайса также заложили основу для формирования действующей модели оптового и розничного рынков электроэнергии, включая торговлю мощностью, что продолжает влиять на механизмы ценообразования и эффективность отрасли.

Реформа сопровождалась созданием шести оптовых генерирующих компаний (ОГК) и четырнадцати территориальных генерирующих компаний (ТГК), чьи активы формировались по принципу диверсификации рисков и специализации на различных видах генерации. Однако в условиях недостаточной зрелости рынка и ограниченного государственного надзора эти компании зачастую оказывались в уязвимом положении. Большинство из них были в последствии консолидированы крупными государственными холдингами (такими как «Газпром энергохолдинг» и «Интер РАО»), а некоторые столкнулись с финансовыми трудностями.

Ключевым последствием реформ стало формирование модели так называемого «незавершённого рынка», при которой генерация и сбыт были формально разделены, но оставались зависимыми от сетевых монополий и решений государственных регуляторов в области тарифообразования.

Кроме того, реформы не обеспечили достаточных стимулов для инвестиционного процесса в реконструкцию и обновление оборудования. Большинство проектов модернизации осуществлялись либо за счёт перекрёстного субсидирования, либо в рамках программ ДПМ (договоров предоставления мощности), механизм которых начал реализовываться уже после завершения ликвидации РАО «ЕЭС России».

Также, в ходе реформ не был решён вопрос системной ответственности за надёжность энергоснабжения. В условиях разделённой собственности между генерацией, транспортом и сбытом, единый центр принятия стратегических решений о развитии инфраструктуры оказался утрачен. Возникли трудности с синхронизацией инвестиционных планов,

модернизации подстанций и магистральных сетей, что особенно ощутимо в регионах с высокими темпами урбанизации или промышленного роста.

Таким образом, реформа РАО «ЕЭС России», несмотря на провозглашённые цели повышения эффективности и привлечения инвестиций, привела к системным противоречиям, часть которых сохраняется до настоящего времени и продолжает оказывать влияние на экономическую устойчивость электроэнергетики России.

Переходный период характеризовался началом акционирования объектов электроэнергетики и формированием новой организационной структуры рынка электроэнергии.

В результате на федеральном уровне было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), на региональном – акционерные общества энергетики и электрификации, что заложило основу для дальнейшего развития федерального оптового рынка электроэнергии и мощности. Этот период также был отмечен значительными изменениями в законодательной базе, направленными на повышение эффективности и прозрачности работы отрасли.

Современный этап развития, начавшийся с 2008 года, характеризуется активной модернизацией и развитием «умных» электросетей. Основными направлениями стали внедрение современных информационно-коммуникационных технологий в энергетику, что позволяет повысить надежность энергосистемы, эффективность использования энергоресурсов и качество обслуживания потребителей.

По оценкам Счётной палаты РФ, за первые пять лет после ликвидации РАО «ЕЭС России» объём инвестиций в основные фонды отрасли увеличился менее чем на 15%, несмотря на рост тарифов для потребителей более чем на 40% за тот же период. Такая диспропорция между ростом платы за электроэнергию и фактическими вложениями в инфраструктуру вызвала резкую критику реформ как со стороны экспертов, так и региональных органов власти.

Характерным примером негативных последствий стало состояние электросетевого хозяйства в удалённых или экономически менее развитых регионах, где частные инвесторы не проявляли интереса к обновлению мощностей из-за низкой доходности. В результате, несмотря на формальное наличие конкуренции, значительная часть страны осталась зависимой от изношенной инфраструктуры, построенной ещё в советский период.

Кроме того, реформы привели к значительному усложнению модели взаимодействия между участниками отрасли. Появление множества независимых сбытовых, сетевых и генерирующих компаний вызвало рост транзакционных издержек, дублирование функций и резкое увеличение числа посредников в цепочке от производства до конечного потребления электроэнергии. В ряде случаев это снизило прозрачность тарифообразования и усилило финансовую нагрузку на потребителя.

Отдельным последствием реформ стало изменение структуры владения в отрасли. Акции многих ТГК и ОГК были приобретены крупными промышленными группами, в том числе с иностранным участием, что вызвало обеспокоенность в сфере энергетической безопасности. Уже в середине 2010-х годов государство было вынуждено вернуться к политике частичной реприватизации стратегически важных объектов электроэнергетики и укрепления вертикально интегрированных структур под своим контролем, таких как «Газпром энергохолдинг» или «Интер РАО».

«Умные» сети, активное внедрение которых началось в 2020-х годах, способствуют оптимизации распределения нагрузок, обеспечивают возможность интеграции возобновляемых источников энергии, а также улучшают управление потреблением за счет внедрения систем умного мониторинга и автоматизированного учета электроэнергии. Эти изменения открывают новые возможности для развития розничных рынков, способствуют повышению энергетической безопасности страны и снижению воздействия на окружающую среду.

В условиях цифровой экономики современный этап развития электроэнергетики России требует сосредоточить усилия не только на дальнейшем внедрении инновационных технологий, но и на разработке новых подходов к управлению и регулированию отрасли, учитывающих меняющиеся требования к эффективности, экологичности и безопасности электроснабжения.

В структуре современного рынка электроэнергии ключевую роль играют генерирующие компании, которые не имеют непосредственного контакта с конечными потребителями. Электроэнергия от них достигает потребителей через сетевые и сбытовые компании, действующие как связующее звено между генерацией электроэнергии и её конечными покупателями. Список ведущих генерирующих компаний представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Основные генерирующие компании России, 2025 год

Компания	Установленная мощность, ГВт	Объем выработки, млрд кВт·ч
Группа «Интер РАО»	31,2	132,5
АО «Концерн Росэнергоатом»	25,6	204,3
Группа РусГидро	38,6	144,2
ООО «Газпром энергохолдинг»	36,0	146,5
ПАО «Юнипро»	11,3	46,6
ПАО «ЭЛС-Энерго»	5,9	41,3
ПАО «Форвард Энерго»	4,6	28,1
АО «РИР Энерго»	2,8	9,7
АО «ЭН+ Генерация»	24,7	90,7
ООО «Сибирская генерирующая компания»	17,7	46,0
ПАО «Т плюс»	15,7	55,0

Источник: составлено автором на основе данных [14, 15, 55, 82, 83, 84, 85, 97, 98, 99, 137].

В 2025 году на рынке электроэнергетики выделяются ведущие производители электричества и среди них особо стоит отметить ПАО «Русгидро», занимающее лидирующие позиции. Следом идёт «Газпром энергохолдинг», зарекомендовавший себя как второй по величине игрок на рынке. На третьем месте располагается группа компаний «Интер РАО», за ней следует «Концерн Росэнергоатом», и пятое место занимает АО «ЕвроСибЭнерго», также выделяющееся своими масштабами.

Кроме генерирующих компаний, важную роль в структуре рынка играют энергосбытовые компании. К числу значимых из них относятся «Мосэнергосбыт», «ТНС Энерго» и «Русэнергосбыт». В соответствии с законодательством, производители электроэнергии не вправе одновременно осуществлять функции генерации, транспортировки и сбыта электроэнергии, что обуславливает наличие отдельного звена в лице энергосбытовых компаний.

Ещё одним ключевым элементом рынка являются электросетевые компании, которые владеют инфраструктурой для передачи электроэнергии. Их деятельность позволяет транспортировать большие объёмы электроэнергии на значительные расстояния. Среди наиболее крупных электросетевых компаний выделяются ПАО «Россети», ОАО «Сетевая компания», АО «БЭСК», АО «РЭС», ОАО «ИЭСК» и ПАО «СУЭНКО».

Важнейшим участником рынка электроэнергии являются конечные потребители, которые разделяются на категории в зависимости от объёмов потребления и принадлежности к розничному или оптовому сегменту рынка.

Структура электроэнергетического рынка визуально представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1. Структура современного рынка электроэнергетики России

Источник: составлено автором на основе данных [40].

В электроэнергетической отрасли сложилась структура, разделяющая рынок на два ключевых уровня. На уровне оптового рынка действуют крупные производители и потребители электричества, в то время как розничный рынок обеспечивает доступ к электроэнергии конечным потребителям.

Россия занимает лидирующую позицию среди мировых производителей электроэнергии. По итогам 2024 года объем произведенной электроэнергии достиг 1211 ТВт·ч, что позволило стране занять четвертое место в мировом рейтинге (таблица 1.2.) [145].

Таблица 1.2. Место России в структуре производства электроэнергетики за 2024 год

Страна	Производство электроэнергии, ТВт·ч	В расчете на душу населения, кВт·ч
Китай	10072	7112,5
США	4387	2996,9
Индия	2058	5926,1
Россия	1211	8409,7
Япония	1022	8302,2
Бразилия	745	3500,8
Канада	627	15624,2
Южная Корея	622	12037,9
Франция	558	8372,1
Германия	477	5673,2

Источник: составлено автором на основе данных [72, 145].

Общациональная электроэнергетическая сеть России объединяет 75 региональных систем, которые в совокупности формируют 7 крупных объединенных энергетических систем (ОЭС) [132]. Установленная мощность ОЭС с разделением на тип генерации представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Структура установленной мощности электростанций согласно АО «СО ЕЭС», 2025 год

Госсистема	Всего, ГВт	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
		МВт %	МВт %	МВт %	МВт %	МВт %
ЕЭС России	269,1	174677,5 64,9	52942,2 19,7	34649,0 12,9	3848,5 1,4	3022,1 1,1
ОЭС Центра	49,7					
ОЭС Средней Волги	27,9					
ОЭС Урала	53,7					
ОЭС Северо-Запада	25,2					
ОЭС Юга	43,4					
ОЭС Сибири	52,5					
ОЭС Востока	11,2					

Источник: составлено автором на основе данных [72-80, 134].

В структуре электроэнергетики России также присутствуют территориально изолированные системы, ограниченные в возможности

прямого соединения с ЕЭС из-за уникальных технологических и географических условий. К ним относятся электросистемы, расположенные в таких регионах, как Чукотский автономный округ, Камчатский край, Сахалинская и Магаданская области, а также Норильско–Таймырский энергорайон в Красноярском крае.

После изучения структуры установленной мощности необходимо исследовать нормативные документы, которые отражают регулирование сферы электроэнергетики России. Одним из ключевых документов, задающих направление развития энергетического сектора страны и обеспечивающих его переход к качественно новому уровню, стала «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года», принятая в 2020 году [135]. Данный документ определяет стратегические приоритеты и направления развития отрасли, способствуя социально-экономическому прогрессу и национальной безопасности. Стратегия предусматривает регулярную актуализацию каждые пять лет, учитывая динамичные изменения в мировом контексте.

Новая стратегия примечательна тем, что она принимает в расчет текущие вызовы, такие как кризисные явления, санкции и недружественную политику западных государств. Кроме того, она адаптирована к таким современным тенденциям, как цифровизация, стремление крупнейших импортеров к энергетическому самообеспечению через развитие возобновляемых источников энергии, что предопределяет изменения в экспортной деятельности российского ТЭК, а также климатический учет [40].

Реализация стратегии разделена на два этапа. На первом этапе, до 2024 года, основное внимание уделялось совершенствованию механизмов ценообразования и минимизации перекрестного субсидирования для балансировки интересов производителей и потребителей энергии. Второй этап ориентирован на внедрение инноваций и переход к энергетике нового поколения с акцентом на развитие новых технологий и источников энергии.

Цели энергетического развития включают в себя обеспечение социально-экономических нужд России, пространственное развитие отрасли,

достижение технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности, а также улучшение системы государственного управления и развитие международных связей.

В отличие от предыдущих программ, «ЭС-2035» ставит акцент на умеренный рост потребления внутри страны и за рубежом, обеспечение доступности энергоносителей для внутреннего рынка и переход от ресурсно-сырьевой модели к ресурсно-инновационной, подразумевающей качественное обновление структуры энергопотребления и повышение уровня энергетических услуг. Особое внимание уделяется роли ТЭК как стимулирующей инфраструктуры для экономики, а также анализу рисков, связанных с реализацией стратегических задач.

В продолжение исследования регулирования сферы электроэнергетики следует сказать, что в связи с международными ограничениями российские компании, занимающиеся поставками энергетических ресурсов, были вынуждены искать новые рынки сбыта, сохраняя при этом объемы производства.

По мнению специалистов, эта миссия была успешно выполнена. Уход иностранных фирм с рынка вызвал необходимость поиска альтернативы зарубежному оборудованию; особенно остро эта проблема стоит в нефтегазовой отрасли.

Предполагается обеспечить достижение 80%-го уровня импортозамещения к 2025 году, в то время как на текущий момент этот показатель составляет 60% [72]. Необходимо подчеркнуть, что инициативы по импортозамещению требуют значительных финансовых вложений. В этом контексте осуществляется объединение небольших региональных сетевых компаний с целью улучшения управления сетями и повышения их надежности.

Параллельно наблюдается рост интереса к атомной энергетике, несмотря на критическое отношение к ней в некоторых странах, что дает компании «Росатом» возможность успешно реализовывать проекты по строительству АЭС как внутри страны, так и за рубежом.

В 2022 году были внесены изменения в законодательство, регулирующее энергетический сектор. В частности, изменения в Федеральный закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» предусматривают переход к новой системе планирования в отрасли, передавая АО «СО ЕЭС» («Системный оператор») с 1 января 2023 года новые полномочия по разработке стратегических документов, касающихся будущего развития сферы электроэнергетики [59, 121].

Таким образом, каждый из этапов развития электроэнергетики России отличается своими особенностями. Изменения заложили основу для последующего этапа развития, характеризующегося модернизацией и интеграцией «умных» технологий в систему управления и распределения электроэнергии. Фактическое начало развития положил план ГОЭЛРО в начале XX века.

С 1990-х годов и до начала XXI века электроэнергетика России проходила через сложный процесс реформирования, включающий приватизацию, создание регулируемого рынка электроэнергии и введение новых технологий. В последующие годы особое внимание уделялось развитию возобновляемых источников энергии, улучшению энергоэффективности и снижению воздействия на окружающую среду, что отражает глобальные тенденции и потребности.

Современный этап развития электроэнергетики России характеризуется процессами цифровизации, внедрением «умных» сетей и интеграцией с мировыми энергетическими системами. Энергетическая стратегия России до 2035 года ставит перед отраслью амбициозные цели, направленные на обеспечение энергетической безопасности, экономической эффективности и экологической устойчивости.

1.2. Исследования в области электроэнергетики России и их вклад в развитие отрасли

Для лучшего понимания электроэнергетики России были рассмотрены работы отечественных и зарубежных авторов, посвященные изучению этой отрасли, ее развития, трансформаций, а также инструментов повышения экономической эффективности.

В работе С. В. Гаврюсева и М. В. Черняева, которая посвящена развитию малой энергетики, отмечается, что динамика мировой экономики тесно связана с состоянием рынков энергоресурсов [128]. Изменения в уровнях потребления энергии могут привести к энергетическим кризисам.

В свете увеличивающегося спроса на энергию, обострения глобальных экологических проблем и стремления к ускоренному экономическому прогрессу страны направляют усилия на повышение энергоэффективности своих экономик.

Проведенный анализ показывает, что траектории роста мирового ВВП и мирового потребления электроэнергии демонстрируют непрерывный рост на протяжении всего изучаемого периода, а также заметную синхронизацию (рисунок 1.2.).

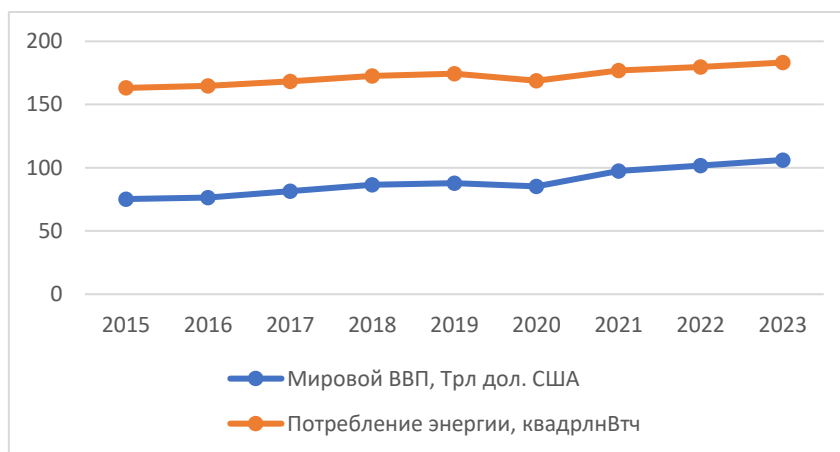


Рисунок 1.2. Мировой ВВП и мировое потребление электроэнергии 2015–2023 гг.

Источник: составлено автором на основе данных [61, 145].

Полученный коэффициент корреляции (0,98) свидетельствует о сильной связи между мировым ВВП и объемом потребления электроэнергии, что позволяет утверждать об их практическом равенстве в асимптотическом

смысле. Используя дедуктивный метод анализа, целесообразно исследовать аналогичную зависимость параметров применительно к России (рисунок 1.3).

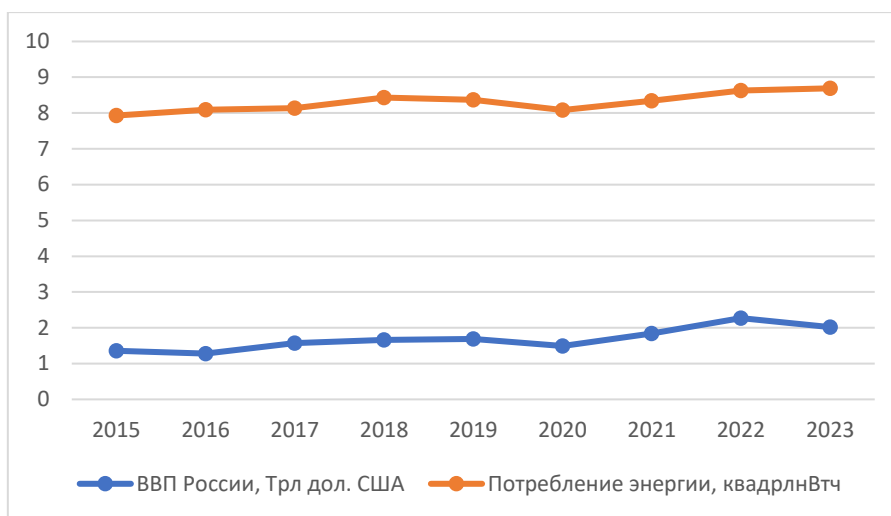


Рисунок 1.3. ВВП России и потребление электроэнергии в России 2015–2023 гг.

Источник: составлено автором на основе данных [129, 145].

Наблюдаемые тренды по динамике ВВП и потребления электроэнергии в России до определенной степени повторяют глобальные закономерности, что подтверждается таким же высоким коэффициентом корреляции – 0,90. Сходство между мировыми тенденциями и ситуацией в России дает основание предположить, что выводы, сделанные на основе глобального анализа взаимосвязи между энергопотреблением и ВВП на макроуровне, могут быть экстраполированы на Россию.

При этом на рынке электроэнергетики России, с учетом специфических факторов, влияющих на национальную экономику, эти результаты могут быть адаптированы с использованием соответствующего корректировочного коэффициента. Детальный анализ на макроуровне показывает, что рост потребления электроэнергии на 1% в России может стимулировать рост ВВП на уровне, превышающем мировые показатели примерно на 7,2%, что демонстрирует высокую эффективность энергопотребления в контексте национальной экономики.

Однако в электроэнергетической отрасли России имеют место дефицит и профицит генерирующих мощностей в отдельных регионах.

В. Стенников, В. Головщиков и А. Осак в журнале «Энергетическая политика» обращают внимание на особенности функционирования Объединенной энергетической системы (ОЭС) Сибири, охватывающей десять субъектов Сибирского федерального округа [116].

Данная система включает восемь региональных энергосистем, каждая из которых обладает уникальной структурой генерирующих мощностей и спецификой потребления электроэнергии.

Координацию работы ОЭС Сибири осуществляет Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Сибири, базирующееся в г. Кемерово. В зону его ответственности также входит управление энергосистемами Республики Бурятия и Забайкальского края, которые географически относятся к Дальневосточному федеральному округу, но технологически присоединены к с ОЭС Сибири.

Общая установленная мощность энергообъектов ОЭС Сибири превышает 52,2 ГВт. Мощности распределены между гидро-, тепловыми и солнечными электростанциями, при этом на долю гидроэнергетики приходится около половины от общего объема. Электросетевой комплекс системы включает линий электропередачи класса напряжения от 110 до 500 кВ, а также уникальную линию напряжением 1150 кВ, что обеспечивает электроснабжение основной части потребителей Сибирского федерального округа. Ключевую роль в обеспечении надёжности и стабильности работы ОЭС Сибири играют крупные электросетевые компании: АО «ИЭСК», ПАО «ФСК ЕЭС» (в лице дочернего общества «МЭС Сибири») и филиалы ПАО «Россети Сибирь» [3].

ОЭС Сибири связана высоковольтными линиями электропередачи с энергосистемами Урала и Востока, а также с энергосистемами сопредельных государств. Эти связи способствуют повышению надёжности и устойчивости работы всей системы за счет возможности осуществления перетоков мощности.

В 2022 году электростанции ОЭС Сибири выработали около 210 млрд кВт·ч электроэнергии, что позволило покрыть потребности региона и обеспечить перетоки в другие энергосистемы. Основную долю в структуре потребления составляли металлургическая промышленность и население, что подчеркивает ключевую роль ОЭС для экономики региона. Установленная мощность ОЭС в последние три года полностью покрывает спрос (таблица 1.4.).

Таблица 1.4. Баланс мощности ОЭС Сибири на час собственного максимума МВт

Период	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	52 534,6	52 768,0	52 845,9
Ограничение мощности на максимум нагрузки, МВт	12 727,1	12 829,0	12 755,9
Вводы мощности после прохождения максимума потребления, МВт	150,0	0	0
Невыпускаемая мощность, МВт	886,6	0	0
Покрытие спроса, МВт	38 770,9	39 939,0	40 090,0
Спрос на мощность, МВт	36 484,9	38 428,1	39 174,0
Сальдо перетоков	2 493,0	1 717,9	1 123,0

Источник: составлено автором на основе данных [4].

В соответствии с данными, представленными в таблице 1.4., ОЭС Сибири в целом характеризуется отсутствием значительного дефицита генерирующей мощности, за исключением периодов пиковых зимних нагрузок. Существующая сеть линий электропередачи между энергосистемами позволяет достаточно эффективно перераспределять потоки электроэнергии для удовлетворения спроса.

Потребность в дополнительной мощности в южной части Иркутской области компенсируется за счет перетоков из Республики Бурятия, достигающих 100–150 МВт [116]. Оценка ситуации в Сибирском федеральном округе указывает на то, что существующих резервов мощности в ОЭС Сибири

достаточно для покрытия роста нагрузки в рамках умеренного сценария развития регионов, который предполагается на уровне 1,5–2%.

Однако в случае ускорения экономического развития (до 5–10% в год) может возникнуть существенный дефицит мощности. В настоящее время в некоторых районах Сибирского федерального округа проблема дефицита уже проявляется локально, главным образом из-за недостаточного развития электросетевой инфраструктуры и дисбаланса между установленной и располагаемой мощностью генераторов. Наиболее остро этот вопрос стоит в Иркутской области, где его решение предполагает либо строительство новых генерирующих объектов, либо усиление сетевой инфраструктуры (создание высоковольтных линий электропередач и внедрение технологий для компенсации реактивной мощности).

Дополнительным фактором, обуславливающим дефицит мощности в регионе, является развитие «Восточного полигона» и связанная с этим необходимостью увеличения электроснабжения для модернизации Байкало–Амурской магистрали (БАМ). Согласно данным РЖД, к началу 2025 года был завершён второй этап модернизации магистрали и достигнуто целевое значение пропускной способности в 180 млн тонн. Для дальнейшего наращивания грузопотока необходимо усиление энергетической инфраструктуры, поскольку опира исключительно на увеличение мощности тепловозов является экономически нецелесообразной из-за роста стоимости перевозок.

В. Стенников, В. Головщиков и А. Осак обозначили ключевые вызовы, стоящие перед энергосистемой Сибири, подчеркнув взаимосвязь между развитием электросетевой инфраструктуры и размещением энергоёмких производств [116]. Они указали на уникальные географические и ресурсные преимущества региона, такие как высокий гидроэнергетический потенциал и обширные запасы угля, которые исторически обеспечили основу для создания крупных ГЭС и ТЭС.

Тезисно авторы исследования выделили следующие положения:

1. Энергосистема Сибири интегрирована с промышленными производственными комплексами, причем данная особенность в полной мере касается всех крупных ГЭС.

2. Значительный гидропотенциал рек обусловил активное строительство ГЭС.

3. Наличие крупных месторождений угля способствовало развитию крупных ТЭС.

4. Необходимость в развитии высоковольтных линий электропередачи для соединения генерирующих объектов с центрами потребления.

5. Наблюдаемый сдвиг в структуре электропотребления от промышленного сектора в сторону коммунально-бытового и сферы услуг.

Авторы отмечают, что современная тенденция смещения энергопотребления в сторону населения и услуг создает повышенную нагрузку на распределительные (низковольтные) и обуславливает необходимость реорганизации энергосистемы для обеспечения надежного и сбалансированного электроснабжения.

Среди основных проблем электроэнергетической отрасли, выделенных авторами, можно назвать:

1. Диспропорция в размещении генерации и нагрузок: наличие невостребованных мощностей на севере при растущем спросе на юге региона.

2. Ограничение пропускной способности магистральных и распределительных электросетей.

3. Существенная разница между установленной, располагаемой и рабочей мощностей генерирующего оборудования.

4. Локальная несбалансированность нагрузки и генерации в отдельных энергорайонах.

5. Интенсивный рост электропотребления со стороны индивидуальной жилой застройки.

6. Резкая неравномерность территориального распределения потребления электроэнергии.

В. Стенников, изучая региональные особенности электроэнергетики, отмечал, что для повышения эффективности электроэнергетической отрасли необходимо реализовать такие меры, как устранение разрыва между установленной и располагаемой мощностью электростанций, оптимизацию планов ремонтных работ, особенно в пиковые периоды, и решение проблемы «запертой» мощности. Ученый акцентирует внимание на важности межсистемных связей для оптимизации межрегиональных перетоков электроэнергии, а также предлагает использовать газификацию для снижения пиковых нагрузок [11].

Утвержденная Правительством Российской Федерации Энергетическая стратегия на период до 2050 года представляет собой комплексную программу, в рамках которой представлен целевой сценарий снижения уровня потерь электроэнергии в электрических сетях: с 10,1% в 2023 году до 7,3% в 2050 году [136].

Данные целевые показатели свидетельствуют о необходимости значительного снижения потерь электроэнергии в сетях при прогнозируемом росте ее выработки. Достижение этих целей позволит сэкономить порядка 45 млрд кВтч ежегодно.

В настоящее время в ряде наиболее густонаселенных субъектов России нормативы потерь не соблюдаются или соблюдаются частично. Основными причинами этого являются высокий уровень морального и физического износа сетевой инфраструктуры, а также значительный объем безучетного потребления (таблица 1.5.).

Таблица 1.5. Потери электроэнергии сетевых организаций, 2022-2024 гг.

Сетевая организация / регион (-ы)	Потери электроэнергии в % от отпуска в сеть		
	2022 г.	2023 г.	2024 г.
ПАО «Россети Московский регион» / Москва	6,07	5,82	5,51
ПАО «Россети Московский регион» / Московская область	9,27	9,20	9,94

ПАО «Россети Ленэнерго» / Санкт-Петербург и Ленинградская область	11,20	11,27	11,24
ПАО «Россети Центр» / Липецкая, Тверская, Смоленская, Костромская, Курская, Белгородская, Ярославская, Орловская, Тамбовская, Воронежская, Брянская области	10,24	10,29	9,99

Источник: составлено автором на основе данных [25-28, 37-39].

Согласно исследованию, представленному ПАО «Сбербанк» в сфере электроэнергетики России, в начале 2022 года был зафиксирован рост производства и потребления электрической энергии, что продолжило тенденцию предыдущего года. В 2021 году объемы выработки электроэнергии увеличились на 6,4%, а в период с января по май 2022 года рост составил 2,3%, достигнув 494,3 млрд кВт·ч. При этом потребление за тот же период 2022 года поднялось на 2,4%, до 477,4 млрд кВт·ч [46].

Руководитель Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей Высшей школы экономики И. Долматов отметил, что в отрасли не наблюдается кардинальных изменений в спросе или релокации ресурсов. Начало года характеризовалось увеличением потребления электроэнергии, а текущие экономические условия внесут коррективы в структуру потребления по отраслям и регионам.

При этом энергетическая отрасль, сосредоточенная на внутреннем рынке и характеризующаяся высоким уровнем централизации, позволяет гибко адаптироваться к изменениям в распределении спроса. Это снижает ее уязвимость текущим экономическим изменениям, как указал Долматов [66].

Для преодоления барьеров строительства новых электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (ВИЭ), Правительством России разработаны меры поддержки, включающее отсрочку запуска без взимания штрафов и продление сроков действия договоров поставки мощности. Эти меры касаются проектов в области возобновляемых источников энергии, модернизации ТЭС, а также солнечных, ветровых и

малых ГЭС. Правительство рассчитывает, что такие меры помогут завершить строительство без расторжения контрактов и пеней, а также предоставят инвесторам время на поиск новых поставщиков и адаптацию к изменяющимся условиям.

Импортозамещение оборудования, особенно для крупных газовых турбин, становится ключевой задачей для российской экономики. Эта задача сохраняет свою актуальность в условиях ограничений на импорт, вызванных санкционным со стороны недружественных стран.

В России активно развивается собственное производство и сервисная поддержка таких турбин. Ведутся работы по созданию полностью отечественных моделей с целью достижения 100% локализации. Уже есть примеры успешных проектов, реализованных местными компаниями с высокой степенью локализации. Аналогичный опыт, например, создание Ираном собственного инжинирингового центра для производства компонентов, демонстрирует принципиальную возможность полного импортозамещения в этой отрасли.

Россия утвердила стратегию социально-экономического развития с низким уровнем выбросов до 2050 года, которая предусматривает достижение углеродной нейтральности к 2060 году [114].

По данным Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ), в период с 2014 года по 1 июля 2024 года велась непрерывная работа по наращиванию совокупной установленной мощности электростанций, работающих на основе ВИЭ [111] (рисунок 1.4.).

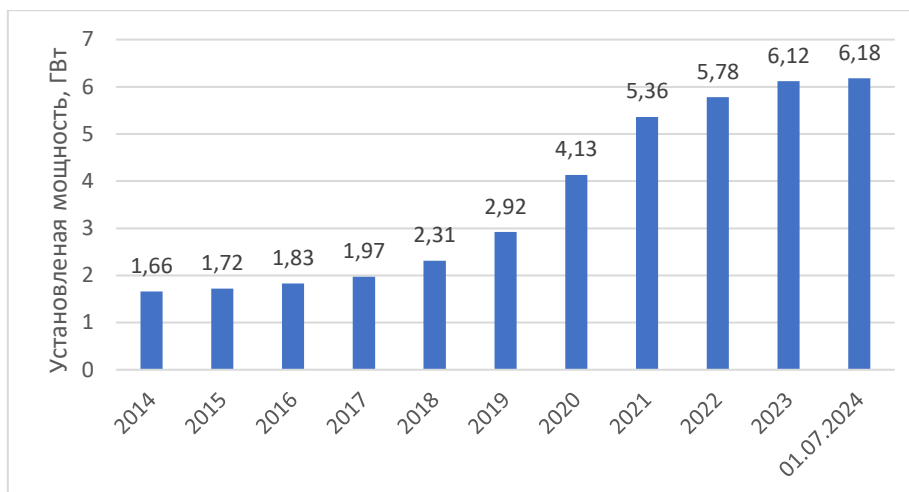


Рисунок 1.4. Совокупная установленная мощности электростанций на основе ВИЭ в России 2014-01.07.2024 гг., ГВт

Источник: составлено автором на основе данных [111].

Н. В. Василенко в своей работе исследовала переход электроэнергетики России к низкоуглеродной экономике. Автор отмечает, что в последние два десятилетия внутри страны наблюдается заметный сдвиг в энергобалансе в пользу низкоуглеродных источников энергии [9]. Доля низкоуглеродных источников в производстве электроэнергии возросла: если в 1991 году на них совокупно приходилось около 30% выработки, то к 2025 году их совокупная доля достигла 35% [9].

Переход к экономике с низким уровнем выбросов сопряжен с глубокими институциональными изменениями в ключевых инфраструктурных секторах, включая электроэнергетику. Н. В. Василенко подчеркивает важность способности отрасли адаптироваться к новым условиям за счет инноваций и сохранения рыночных позиций, а также указывает на необходимость учета исходного состояния для этих изменений ввиду зависимости от прежних путей развития [9].

В своем исследовании автор оценивает, насколько электроэнергетика России готова обеспечить энергетические потребности в контексте перехода к низкоуглеродной экономике, выделяя начальные условия, перспективы и барьеры для этого процесса [9]. Методологической основой работы служит

концепция 3D: декарбонизация, децентрализация и диджитализация, определяющих ключевые векторы трансформации отрасли.

Развитие распределённой энергетики способствует формированию новых бизнес-моделей, основанных на интеграции цифровых решений для повышения эффективности, снижения потерь и оптимизации энергопотребления. Ключевой целью цифровой трансформации является создание унифицированной инфраструктуры для оптимизации процессов производства, торговли и потребления электроэнергии.

Ключевые направления развития низкоуглеродной экономики и трансформации электроэнергетики:

1. Искусственный интеллект и нейросети для управления режимами работы энергосистемы.
2. Предиктивная аналитика для прогнозирования генерации, потребления и технического состояния оборудования.
3. Промышленные технологии в сфере интернет вещей (IoT) для сбора данных и управления распределенными активами в реальном времени.

Данные технологии обеспечивают высокоскоростную передачу и обработку больших объемов данных, что способствует общей эффективности и надежности электроэнергетической отрасли.

Переход энергосистем к низкоуглеродной модели требует значительных инвестиций в модернизацию технологической и информационной инфраструктуры, а также адаптации нормативно-правовой базы к новым рыночным условиям. Успех данной трансформации зависит от текущего экономического развития, четких стратегических ориентиров государства в области устойчивого развития и готовности потребителей к энергосберегающему поведению.

Н. В. Василенко в своем исследовании также отмечает развитие ветроэнергетики в России, который вносит все более заметный вклад в достижение целей низкоуглеродной экономики [9].

Проведенный Н. В. Василенко анализ позволяет заключить, что в последние годы Россия активизировала работу по переводу электроэнергетической отрасли на низкоуглеродные рельсы. Результатом этого становится сдвиг в национальном энергобалансе в сторону увеличения доли возобновляемых и низкоуглеродных источников электроэнергии [9].

Реализация этого перехода сопряжена с глубокими структурными изменениями, включая институциональные реформы и внедрение рыночных механизмов управления там, где это целесообразно. Данный процесс осуществляется несмотря на такие внутренние проблемы, как высокая концентрация и централизация отрасли, и внешние вызовы, включая климатическую повестку и высокую степень износа основных фондов. В исследовании подчеркивается важность учета исходных условий для этих преобразований, в частности, исторически сложившейся ориентации энергосистемы.

России нужно активнее внедрять ВИЭ, однако это требует дополнительного финансирования. Проблема заключается в том, что федеральный бюджет сильно зависит от нефтегазовых доходов, которые часто колеблются из-за изменения цен на сырье. Для поддержания развития ВИЭ государству следует, во-первых, увеличить бюджетные расходы на проекты ВИЭ и модернизацию ТЭС. Во-вторых, привлечь региональные власти и бизнес, создавая для них стимулы [104].

В Ставропольском крае находятся две крупнейшие ветровые электростанции - Кочубеевская и Бондаревская, с установленной мощностью 210 и 120 МВт соответственно, а также Адыгейская ВЭС с мощностью 150 МВт, которыми управляет дивизион «НоваВинд» Госкорпорации «Росатом». Компания «Фортум» также активно участвует в развитии данной отрасли.

Компания «Фортум» внедрила ряд проектов ветроэнергетических станций, которые характеризуются следующими показателями:

1. Ульяновская ВЭС-1 с мощностью 35 МВт и годовым производством 87,5 млн кВт·ч, начала поставлять электроэнергию в январе 2018 года.

2. Ульяновская ВЭС-2 мощностью 50 МВт, производство которой достигло 118,6 млн кВт·ч в январе 2019 года.

3. Сулинская, Каменская, Гуковская, Казачья и Салынская ВЭС с мощностью по 100 МВт (кроме Казачьей - 50 МВт), введенные в эксплуатацию в 2020 году.

Несмотря на активное продвижение концепций декарбонизации и углеродной нейтральности, объективные экономические показатели возобновляемых источников энергии (ВИЭ) свидетельствуют о неоднозначной картине их рентабельности и конкурентоспособности.

Себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ продолжает снижаться, особенно для солнечной и ветровой генерации. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), средневзвешенная глобальная стоимость электроэнергии (LCOE) в 2021 году составила [146]:

- для солнечной фотоэлектрической генерации — 0,048 доллара США за кВт·ч;
- для ветровой генерации на суше — 0,033 доллара США за кВт·ч;
- для геотермальной генерации — 0,068 доллара США за кВт·ч;
- для гидроэнергетики — 0,048 доллара США за кВт·ч.

В 2020 году, во время пандемии, на фоне общего сокращения потребления электроэнергии в России на 2,3% по сравнению с 2019 годом, произошли значительные изменения в структуре ее генерации. Производство электроэнергии на ТЭС снизилось на 9,9%, в то время как ГЭС и АЭС показали рост на 9,0% и 3,3% соответственно.

Данные изменения подтверждают общемировую тенденцию к переходу на возобновляемые источники энергии. Как отмечается в исследовании М.Г. Борисова и И.С. Самарской, начиная с 2012 года мировые вводы новых мощностей на основе ВИЭ стабильно превышают вводы мощностей тепловых станций. В 2019 году доля ВИЭ в мировом производстве электроэнергии достигла 26% [5].

Бесперебойное снабжение потребителей обеспечивается за счет электросетевого хозяйства, которое объединяет электростанции в единую систему. Единая энергетическая система России сегодня включает семь объединенных энергосистем. Формирование этой централизованной системы, основанной на технологическом единстве производства, передачи и потребления электроэнергии, было начато в ходе реализации плана ГОЭЛРО.

Согласно данным Ассоциации «Цифровая энергетика», крупнейшие компании отрасли, такие как ПАО «Россети» и АО «Системный оператор», активно внедряют технологии искусственного интеллекта (ИИ) и специализированные нейросетевые модели для снижения потерь и оптимизации энергопотребления [2]. В рамках импортозамещения предусмотрена полная замена иностранных решений на российские к концу 2025 года. Эта работа поддерживается созданием специализированных индустриальных центров и корректировкой федерального проекта по искусственному интеллекту. Ожидается, что спрос на цифровые решения в ТЭК достигнет 413,8 млрд рублей к 2030 году [86].

Вопросы развития электроэнергетики также подробно рассматриваются в аналитическом докладе «Росконгресса». Авторы отчета, опираясь на актуальные данные и политические инициативы в электроэнергетике, климате и промышленности, анализируют ключевые аспекты, вызовы и перспективы, связанные с развитием технологий чистой энергии в контексте энергетической безопасности и устойчивости [102].

В исследовании подчёркивается, что переход к экономике, основанной на экологически чистой энергии, создаёт как значительные возможности для роста, так и новые риски. Энергетический сектор стоит на пороге новой промышленной революции, которая предполагает широкомасштабное производство технологий чистой энергетики. В этих условиях странам предстоит разработать национальные промышленные стратегии, учитывающие их конкурентные сильные и слабые стороны, чтобы

максимально эффективно использовать потенциал формирующейся новой энергетической парадигмы.

В случае реализации мировыми странами их заявленных энергетических и климатических обязательств к 2030 году, ежегодная стоимость рынка ключевых технологий чистой энергии может достичь 650 миллиардов долларов, что в три раза превышает текущие показатели. Кроме того, ожидается, что количество рабочих мест в данной сфере удвоится, достигнув почти 14 миллионов [102].

Однако производственные мощности и критические минеральные ресурсы, необходимые для развития чистых энергетических технологий, зачастую сконцентрированы в ограниченном числе стран, что создает риски для глобальных цепочек поставок. Такая концентрация делает производство уязвимым перед политическими решениями, стихийными бедствиями и другими факторами. В последние годы мир уже столкнулся с последствиями напряженности в цепочках поставок, что привело к значительному росту цен на экологически чистые технологии. Например, цены на аккумуляторные батареи выросли примерно на 10% из-за удорожания кобальта, лития и никеля, что затрудняет и удорожает переход к чистой энергетике для многих стран [102].

К. Борисов исследовал эффективность и развитие электроэнергетики с точки зрения жилищно-коммунального хозяйства [6]. Автор констатирует серьезное недостижение поставленной цели снижения энергоемкости ВВП на 40% к 2020 году — фактическое снижение составило лишь около 15%. Он указывает на сохраняющуюся высокую энергоемкость в ключевых отраслях и предлагает стратегии для улучшения ситуации, включая сокращение топливных расходов и потерь при транспортировке, а также переход на более эффективные виды топлива и развитие возобновляемых источников энергии.

В своем исследовании автор также подчеркивает системное несоответствие между поставленными целями России по снижению энергоемкости ВВП и реальными достижениями. Отмечается отсутствие

конкретных отраслевых проектов в утвержденной Программе, что делает ее несбалансированной и ограничивает эффективность мер по энергосбережению. Программа определяет стратегические направления, однако не подкреплена детальным планом мероприятий, что является критическим препятствием для улучшения энергетической эффективности в стране [6].

В исследовании ООО «Компания Брокеркредитсервис» рассмотрена стратегия электроэнергетического сектора России с учётом перспектив на первый квартал 2024 года. Оно основано на новейших данных и политических декларациях в сферах энергетики, климата и промышленности. Авторы доклада анализируют основные тенденции, риски и перспективы, связанные с переходом на чистую энергию, с точки зрения безопасности и устойчивости энергоснабжения [132].

При этом цепочки поставок для чистой энергетики несут в себе риски, обусловленные высокой концентрацией производства ключевых материалов и технологий в ограниченном числе стран. Это делает их уязвимыми перед политическими, природными и техническими угрозами. Ярким примером служит ситуация с добычей кобальта в Демократической Республике Конго и лития: три страны обеспечивают более 90% его мирового производства, что подчёркивает остроту проблемы.

Как представлено в исследовании МГИМО, в 2023 году электроэнергетика России продемонстрировала рост производства на 0,8%, несмотря на сокращение экспорта [44]. Наибольший прирост отмечен в Дальневосточном федеральном округе и Республике Калмыкия, что связано с развитием солнечной генерации. Параллельно ведётся активная работа по наращиванию мощностей ВИЭ: общая установленная мощность достигла 6,12 ГВт к концу года, и существуют планы по дальнейшему расширению. Также в докладе упоминается принятие Климатической доктрины, которая нацелена на достижение углеродной нейтральности к 2060 году [44].

И.Ю. Полетаев в своём исследовании рассматривает энергоэффективность с точки зрения развития экономики России [107]. Его работа затрагивает влияние текущей политической обстановки на экономические и энергетические связи между странами, акцентируя внимание на последствиях санкционной политики ряда европейских государств в отношении России. Эти меры привели к ухудшению взаимоотношений и ослаблению экономических связей, в частности в энергетическом секторе, что, по мнению автора, поставило под угрозу стабильность функционирования G20 — объединения, созданного для решения глобальных финансовых и экономических вопросов.

С начала введения санкций после присоединения Крыма к России в 2014 году и их значительного усиления после событий на Украине в 2022 году страны Европейского Союза столкнулись со серьёзными трудностями, особенно в области импорта российской нефти и газа. Это спровоцировало рекордный рост цен на газ в Европе: в августе 2022 года его стоимость превысила отметку в 3500 долларов за тысячу кубометров, а прогнозы предполагали дальнейшее увеличение.

В ответ на кризис страны ЕС призвали к снижению потребления энергии и достигли соглашения о добровольном уменьшении использования природного газа на 15% по сравнению со средним потреблением за последние пять лет. Несмотря на последовавшее некоторое снижение цен, эксперты предупреждают о возможности дальнейших колебаний стоимости газа.

Автор исследования отмечает, что социально-экономическая стабильность и национальная безопасность России тесно связаны с состоянием и развитием её энергетического сектора, который играет ключевую роль в обеспечении экономической безопасности страны [107]. В условиях усиления глобальной конкуренции, санкционного давления и торговых войн вопрос надёжности энергоснабжения приобретает особую значимость.

И.Ю. Полетаев также указывает на недостижение ранее поставленных глобальных целей в электроэнергетике России [107]. В качестве примера он

приводит государственную программу «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2020 года», созданную Минэнерго России с партнёрами и одобренную правительством ещё в 2010 году. Целями данной программы были эффективное использование ресурсов, сокращение энергоёмкости ВВП для стимулирования экономического роста, улучшения благосостояния населения и укрепления позиций России на международной арене.

Предполагалось, что реализация программы позволит сократить энергоёмкость на 13,5%, сэкономив около 1124 миллионов тонн условного топлива. Ожидалась также значительная экономия природного газа (более 300 млрд куб.м), электроэнергии (630 млрд кВт·ч), тепловой энергии (1550 млн Гкал) и нефтепродуктов (17 млн т) [107]. Общий объём финансирования программы оценивался почти в 10 трлн руб., а ожидаемый экономический эффект от оптимизации использования ресурсов, включая бюджетную экономию, должен был составить более 500–550 млрд руб.

Автор акцентирует внимание на необходимости снижения энергоёмкости ВВП как на одном из ключевых направлений устойчивого развития экономики в современных условиях. В этом контексте он обращается к понятиям энергосбережения и энергоэффективности, подчёркивая их важность и взаимосвязь. Полетаев отмечает, что, несмотря на обширный массив исследований в данной области, до сих пор отсутствуют их чёткие определения, а при разработке и реализации государственных мер управления необходимо учитывать их тесную взаимосвязь [107].

Так, автор определяет энергосбережение как комплекс мер, направленных на сокращение потребления энергетических ресурсов, что рассматривается как положительный результат. Энергоэффективность же, по его мнению, — это показатель, отражающий соотношение полученного полезного эффекта от использования ресурсов к затраченным на это ресурсам. Данный показатель может применяться к продукции, технологическим процессам и деятельности организаций [107].

Несмотря на то, что основными потребителями электроэнергии в России являются промышленные отрасли, а не сама отрасль, ее роль в снижении энергоёмкости экономики остаётся критически важной. Именно электроэнергетика формирует ресурсную базу, на которую опираются такие ключевые сектора, как металлургия, машиностроение, химическая промышленность и ЖКХ.

Главные резервы снижения энергоёмкости в российской экономике сосредоточены не столько в сфере генерации, сколько в устаревших технологиях промышленных потребителей. Более 60% промышленного оборудования в России эксплуатируется свыше 20 лет, что ведёт к значительному перерасходу энергии на единицу продукции и снижению производительности. В результате энергоёмкость российского промышленного сектора в 2–2,5 раза выше, чем в странах ОЭСР при сопоставимых масштабах производства [107].

Тем не менее электроэнергетическая отрасль предпринимает усилия для повышения эффективности через:

- внедрение интеллектуальных систем учёта и управления (АСДУ);
- снижение технологических потерь в сетях, которые в России достигают до 20% по некоторым классам напряжения;
- переход на комбинированную выработку энергии;
- более эффективные топлива, в том числе переход от угля к газу или ВИЭ на локальных участках.

Дополнительным фактором высокой энергоёмкости экономики России является суровый климат: отопительный сезон в ряде регионов длится до 7–8 месяцев. Это требует повышенного энергопотребления на обогрев в ЖКХ, на транспорте и в промышленности. Однако и здесь существуют значительные резервы за счёт повышения теплозащиты зданий, внедрения тепловых насосов и модернизации котельных и теплосетей. Таким образом, комплексная модернизация — как со стороны энергетики, так и со стороны потребляющих

отраслей — способна обеспечить синергетический эффект в снижении энергоёмкости ВВП.

Подчёркивается, что управление энергоэффективностью должно стать одним из ключевых направлений модернизации экономики на национальном и микроэкономическом уровнях, где рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является фундаментальным условием обеспечения устойчивого экономического роста.

И.Ю. Полетаев пришел к выводу, что цель снижения энергоёмкости ВВП России на 40% к 2020 году по сравнению с 2007 годом не была достигнута — фактическое снижение составило лишь около 9% [107]. При среднем годовом темпе снижения в 1,1% достижение целевого показателя в 40% возможно лишь к 2044 году. Однако для сокращения энергоёмкости до среднемирового уровня к 2035 году требуются более эффективные механизмы управления и ускоренная реализация энергосберегающих мер.

Изучение современных исследований в электроэнергетике позволяет выделить ключевые тенденции, способствующие развитию отрасли:

1. Цифровая трансформация, нацеленная на повышение анализируемых данных об эффективности объемов энергоёмкости и потребления.
2. Умные сети и системы управления распределением энергии, которые вносят существенный вклад в стабильность электроэнергетической системы.
3. Применение искусственного интеллекта и машинного обучения для прогнозирования нагрузок и вариантов эксплуатации энергосистем.
4. Развитие государственно-частного партнерства с целью масштабирования водородной электроэнергетики [51].

Следует подчеркнуть, что, несмотря на признание цифровизации как одного из ключевых трендов мировой и российской электроэнергетики, её практическая реализация в России сопряжена с рядом ограничений. С одной стороны, «умные» сети, интеллектуальные системы учета, диспетчеризация и прогнозирование действительно обладают высоким потенциалом для повышения стабильности и эффективности энергосистемы. Это

подтверждается как зарубежным, так и российским опытом внедрения цифровых решений.

С другой стороны, текущая ситуация в России характеризуется:

- ограниченным доступом к ряду ключевых технологий из-за санкционных ограничений и ухода иностранных поставщиков;
- недостаточным уровнем локализации программного обеспечения и оборудования;
- неопределенностью перспектив широкомасштабного внедрения «умных» сетей во многих регионах, особенно вне пилотных зон.

Анализ работ российских авторов, посвящённых электроэнергетике, позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на сокращение экспорта и сложности, вызванные международными санкциями, Россия демонстрирует рост производства электроэнергии. Этот рост в значительной степени обеспечен развитием ВИЭ, в частности строительством солнечных электростанций в Дальневосточном федеральном округе и Республике Калмыкия. Установленная мощность объектов ВИЭ достигла 6,12 ГВт, и ожидается её дальнейшее наращивание. Важным шагом в долгосрочной перспективе стало принятие Климатической доктрины, которая закрепляет цель по достижению углеродной нейтральности к 2060 году.

Параллельно исследователи отмечают значительное влияние текущей геополитической обстановки на экономические и энергетические связи. Санкционная политика ряда европейских государств привела к ослаблению двусторонних отношений и, по оценкам некоторых авторов, поставила под вопрос стабильность работы формата G20 как инструмента решения глобальных экономических проблем.

Таким образом, проведя исследования работ российских авторов в отрасли электроэнергетики, следующим шагом является обращение к анализу зарубежных работ для формирования комплексного представления о глобальных тенденциях и вызовах.

Согласно данным Reuters, эксперты предлагают снизить климатические выбросы за счёт повышения эффективности электротехнических устройств и оптимизации работы электросетей. Ключевые меры включают устранение утечек тока и борьбу с «энергетическими вампирами» — приборами, потребляющими энергию в режиме ожидания. Реализация этих мер позволит сократить потребление ископаемого топлива и снизить затраты на развитие возобновляемых источников энергии. На саммите COP28 в Дубае 118 стран поддержали обязательство улучшать показатели энергоэффективности на 4% ежегодно до 2030 года [139]. Такие действия могут привести к значительному сокращению выбросов CO₂ и снижению энергетических затрат для промышленности и государств.

К 2024–2025 годам глобальная климатическая политика претерпела значительные изменения. США сократили участие в ключевых соглашениях в рамках ООН и фактически отказались от большинства международных обязательств в сфере климата. В Европе на фоне энергетического кризиса, дефицита газа и нестабильных поставок начался возврат к угольной генерации: такие страны, как Германия, Польша и Чехия, вернули в эксплуатацию десятки угольных электростанций, ранее закрытых по климатическим соображениям. Система торговли квотами на выбросы углерода в ЕС (EU ETS), ранее считавшаяся ключевым инструментом снижения выбросов, столкнулась с рядом проблем. Несмотря на то, что в 2023 году выбросы в рамках EU ETS снизились на 15,5% по сравнению с 2022 годом, рынок столкнулся с волатильностью цен и критикой со стороны промышленности и населения [112]. Франция, например, в 2025 году предложила установить «ценовой коридор» для стабилизации цен на выбросы CO₂.

Одновременно система торговли квотами на выбросы углерода в ЕС (EU ETS) фактически прекратила играть определяющую роль: рыночные механизмы были дестабилизированы ростом протестных настроений, кризисом цен на энергоносители и политическим сопротивлением со стороны

промышленности. В ряде стран временно приостановлены национальные климатические инициативы, связанные с налогообложением выбросов.

Для России это означает необходимость переосмысления своей климатической стратегии. Основной фокус смещается с попыток соответствовать глобальным соглашениям на обеспечение энергетической безопасности, поддержки технологического суверенитета, развитие атомной энергетики и ВИЭ, а также внедрение инструментов «мягкой» углеродной адаптации в экспортных отраслях.

Международное энергетическое агентство выяснило, что темпы сокращения энергоемкости глобальной экономики в 2023 году увеличатся до 1,3% с 2% в предыдущем году, что связано с ростом спроса на энергию на 1,7% [144].

Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), темпы снижения энергоемкости глобальной экономики в текущем году замедлились. МЭА подчеркивает, что такое замедление делает крайне актуальным усиление мер в области энергоэффективности для достижения целей по сокращению энергетических затрат и снижению воздействия на окружающую среду [144].

В то же время в ЕС и США благодаря активной политике и изменениям в поведении потребителей наблюдаются значительные улучшения — темпы снижения энергоемкости достигают 4–14%. Согласно прогнозам МЭА, увеличение темпов прогресса в области энергоэффективности до 4% позволит сократить текущие энергетические счета в развитых странах на треть и обеспечить 50% сокращения выбросов CO₂ к 2030 году [144].

Что касается цифровизации энергетического сектора, исследование Navigant Research (упомянутое РБК) прогнозирует, что к 2025 году мировой рынок цифровых технологий в электроэнергетике достигнет \$64 млрд. Значительная доля инвестиций придется на «умные» электросчетчики (около 30% рынка) и цифровизацию эксплуатационных процессов (около 20%) [130].

Опыт Китая и Германии демонстрирует успешную интеграцию современных технологий в энергетическую инфраструктуру. В России процесс цифровизации электроэнергетики начался позже, однако к 2024 году это направление стало одним из приоритетов национальной политики.

Также можно отметить, что в результате изучения исследований в области электроэнергетики России (в частности, работы С.В. Гаврюсева и М.В. Черняева) была выявлена связь между потреблением энергии и динамикой ВВП и подтверждена, необходимость повышения энергоэффективности как важного фактора экономического роста [128]. В. Стенников, В. Головщиков и А. Осак детально исследовали функционирование Объединённой энергетической системы Сибири, предложив меры по устранению дисбалансов между установленной и располагаемой мощностями [116].

Кроме того, работы Н.В. Василенко продемонстрировали значимость перехода к низкоуглеродной экономике, акцентируя внимание на росте доли ВИЭ в энергобалансе России [9].

Эти работы существенно расширили научное понимание энергетической отрасли, предложили новые инструменты и подходы, позволившие улучшить управление ресурсами и повысить экономическую эффективность.

Вместе с тем следует отметить, что ряд вопросов не рассмотрен в исследованиях. Например, в работах С.В. Гаврюсева и М.В. Черняева недостаточно изучено влияние климатических и географических факторов на эффективность внедрения малой энергетики в регионах России. В исследованиях В. Стенникова, В. Головщикова и А. Осака можно увидеть, что анализ экономических последствий не полный, поскольку не уделено внимание внедрению ВИЭ и нет учета возможных сценариев по устранению локального дефицита мощности в регионах.

В работе Н.В. Василенко, посвящённой переходу к низкоуглеродной экономике, отсутствует подробное исследование роли децентрализованной генерации в сокращении углеродного следа.

Одним из анализируемых вызовов, влияющих на экономическую эффективность электроэнергетики России, является высокая зависимость от импортных технологий и оборудования. Особенно это касается сложных компонентов – газотурбинных установок, цифровых систем управления, релейной защиты, программного обеспечения SCADA и интеллектуальных измерительных комплексов. До 70% подобного оборудования ранее поставлялось из стран Европы, США, Японии и Южной Кореи. После 2022 года большинство контрактов были приостановлены, что спровоцировало кризис технической адаптации и вынудило предприятия срочно искать отечественные аналоги или налаживать параллельный импорт. Как итог повышается стоимость ремонта, возрастает время простоя, нарушается надёжность энергоснабжения. После 2022 года Россия переориентировала импорт оборудования для электроэнергетики на страны Азии, в частности Китай. В 2023 году импорт нефтегазового оборудования из Китая вырос конкретно в сегменте оборудования для очистки и фильтрации газов. Несмотря на усилия по импортозамещению, в 2025 году наблюдаются задержки в поставках оборудования, что приводит к переносу сроков модернизации электростанций. Например, в 2025 году сроки ввода 14 проектов модернизации старых ТЭС уже задержаны в среднем на 3 года из-за задержек с поставкой оборудования [62].

Методологически это требует учёта новых факторов при построении моделей оценки эффективности: коэффициентов технологической зависимости, уровня локализации, удельных затрат на импортозамещение, а также рисков срыва инвестиционных программ из-за отсутствия необходимых комплектующих. Кроме того, дефицит комплектующих и отсутствие широкого ассортимента отечественных аналогов требуют пересмотра методик технико-экономического анализа.

Изучая проблему импортозамещения в электроэнергетике отмечено, что к 2025 году Россия значительно продвинулась в направлении импортозамещения в отрасли, особенно в сегментах, где возможно быстрое

освоение технологий. Однако в высокотехнологичных областях, таких как газовые турбины и цифровые системы управления, зависимость от импорта сохраняется, что требует дальнейших усилий по развитию российского производства и технологий.

Подводя итог влияния исследований на развитие отрасли электроэнергетики можно выделить:

- Исследования в области ВИЭ способствуют увеличению совокупной установленной мощности и выработке электроэнергии, а также снижению, выработанной ВИЭ, стоимости электроэнергии [111].
- Повышение энергоэффективности, необходимость снижения потерь электроэнергии с одновременным повышением общего уровня выработки электроэнергии нашли отражения в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года [136].
- Устранение дефицита электроэнергии в отдельных регионах Российской Федерации является катализатором комплексного развития отрасли, стимулируя инвестиции, технологическую модернизацию.
- Развитие цифровизации электроэнергетики и достижение «цифровой зрелости» стимулируют инвестиции в разработку и закупку отечественного ПО для отрасли.

1.3. Методологические принципы оценки экономической эффективности электроэнергетики России

Оценка экономической эффективности электроэнергетики России, как сложной, капиталоемкой и стратегически значимой отрасли, требует строгой методологической основы. Формирование этой основы базируется на системе взаимосвязанных принципов, адаптированных к специфике отрасли и макроэкономическим условиям страны.

1. Принцип системы и подсистем.

Данный принцип указывает на необходимость рассмотрения электроэнергетики как единой системы, включая все ее подсистемы, такие как: генерация электроэнергии (ТЭС, ГЭС, АЭС и ВИЭ), распределение (ПАО «Россети», АО «Сетевая компания» и т.д.), сбыт (АО «Мосэнергосбыт» и т.д.) и системное управление (АО «СО ЕЭС»). Учитываются взаимосвязи между элементами системы, например эффект от увеличения объема генерации электроэнергии может быть нивелирован ограничением в пропускной способности электрической сети. Этот принцип требует анализа эффектов на уровне не только отдельных проектов, но и всей отрасли и народного хозяйства [126].

2. Принцип народнохозяйственного подхода.

Данный принцип указывает на то, что эффективность нужно оценивать не только с позиции коммерческой выгоды для отдельных субъектов, но и с точки зрения вклада в государственные цели – надежное электроснабжение по доступным ценам, энергобезопасность, снижение энергоемкости ВВП, декарбонизация и развитие регионов. В том числе обязательен учет макроэкономических эффектов, социальных и экологических последствий [50, 126].

3. Принцип учета специфики отрасли.

Данный принцип можно разделить на несколько направлений, а именно:

- Естественная монополия в электрических сетях, которая требует специальных подходов к оценке инвестиций, например, регулируемая доходность и тарифные методы.

Большинство дочерних организаций ПАО «Россети» включены в реестр субъектов естественных монополий, в отношении которых осуществляется государственное регулирование и контроль [110]. По одному из основных видов деятельности компании, а именно технологическое присоединение к электрическим сетям, размер платы устанавливает орган исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Например, в городе Москве это Департамент

экономической политики и развития г. Москвы, а в Московской области это Комитет по ценам и тарифам Московской области.

Также стоит отметить, что тарифы на передачу электроэнергии, будучи ключевым элементом регулирования отрасли, могут создавать существенные барьеры для развития электроэнергетики России. Основные проблемы представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6. Основные проблемы тарифного регулирования как барьера развития электроэнергетики России.

1. Перекрестное субсидирование и искажение рыночных стимулов.	
Несправедливое распределение затрат	Региональные власти предпочитают сохранять низкие цены для населения и увеличивать нагрузку на бизнес [119].
Стимулы к уходу с рынка	Крупным предприятиям выгоднее строить собственные блок-станции или покупать энергию у альтернативных поставщиков, что сокращает базу для субсидирования и повышает нагрузку на оставшихся плательщиков [101].
2. Сложности с финансированием сетевой инфраструктуры.	
Ограничение инвестиций	Тарифы, регулируемые ФАС, часто ниже экономически обоснованного уровня. Доступные объемы инвестиционного источника уже используются, в том числе за счет ограничения на выплату дивидендов [118].
Проблемы крупнейшей сетевой организации страны ПАО «Россети»	Компания исчерпала лимиты заимствований, а действующий тариф не покрывает затраты на новые проекты (например, реализацию Генсхемы до 2042 г.) [118].
Последствия	Устаревание основных фондов, неисполнение инвестиционных обязательств и повышение аварийности.
3. Региональная разрозненность и административные барьеры.	
Дифференциация роста тарифов по регионам	В 2025 году рост тарифов варьируется от 9% до 20%, что усложняет планирование межрегиональных проектов [118].
Изменения сезонных коэффициентов в субъектах страны	В Иркутской области применение коэффициента 1.8 к порогам потребления зимой создает нестабильность для потребителей с электроотоплением [117].
Отмена льгот в Краснодарском крае	С июля 2025 г. отменен понижающий коэффициент для 3-го диапазона потребления, что повышает затраты на энергоемкие технологии [69].
4. Снижение конкуренции и инноваций.	
Барьеры для новых игроков	Высокие тарифы на передачу делают нерентабельными проекты ВИЭ и блок-станций, особенно при отсутствии льготных тарифов.
Новые дифференцированные тарифы	Введение трех диапазонов потребления с коммерческими ставками для третьего диапазона удваивает затраты на инновации (например, электромобили или "умные" дома) [70].
5. Риски для энергобезопасности.	
Потери при передаче электроэнергии	Износ сетей увеличивает технологические потери, что закладывается в тарифы и повышает цены.

Цепная реакция	Повышение тарифов на передачу приводит к росту цен для потребителей, что в свою очередь приводит к снижению спроса и сокращению доходов от передачи электроэнергии, что ведет к деградации инфраструктуры.
----------------	--

Источник: составлено автором на основе данных [69, 70, 101, 117, 118, 119].

Как один из возможных путей устранения указанных проблем можно выделить реформу тарифообразования, которая будет включать существенное снижение перекрестного субсидирования, прозрачное калькулирование тарифов и долгосрочные инвестиционные надбавки. Возможным негативным итогом может стать технологическое отставание отрасли ввиду устаревания основных фондов и дефицит мощности.

- Двойственная роль электроэнергии заключается в том, что она одновременно является товаром конечного потребления и критическим ресурсом для промышленности.

В качестве товара конечного потребления электроэнергия – это базовый элемент качества жизни. Доля бытового потребления в 2022 году достигала 15,7% от общего объема, при этом стоит отметить, что в густонаселенных регионах этот показатель выше [53]. Тарифы для населения жёстко контролируются государством, чтобы обеспечить доступность. Например, в период кризисов (как пандемия 2020 г.) рост цен искусственно сдерживается, что ведёт к перекрёстному субсидированию за счёт промышленности [54].

В качестве ресурса для промышленности – предприятия потребляют 51.6% электроэнергии в России [54]. Например, в Сибири 40% энергии используется алюминиевыми заводами, где стоимость электроэнергии составляет до 30% себестоимости продукции [116]. Развитие отраслей напрямую связано с доступностью энергии. Так, модернизация Байкало-Амурской магистрали потребовала увеличения мощности энергосистемы Иркутской области. Без этого пропускная способность магистрали не могла быть повышена [116].

- Капиталоемкость и длительные сроки окупаемости требует применения динамических методов с долгосрочным прогнозированием и учетом рисков.

- Неоднородность генерации предвещает учитывать различия в технологиях ТЭС и ВИЭ по капитальным вложениям, используемому топливу и экологическим издержкам.

4. Принцип комплексности применяемых критериев.

Данный принцип подразумевает применение системы взаимосвязанных показателей, а именно:

- Финансово-экономические показатели: NPV, IRR, ROI.

Чистая приведенная стоимость (NPV) – это финансовый показатель, который позволяет определить прибыльность инвестиционного проекта с учетом изменения во времени стоимости денег, то есть сопоставляет начальные инвестиции с текущими стоимостными эквивалентами ожидаемых будущих доходов от вложений. Чтобы обоснованно тратить средства, инвестиции обязаны обеспечивать по крайней мере положительное значение приведенной чистой стоимости. Если $NPV > 0$, то проект можно считать прибыльным.

$$NPV = \sum \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (1.1)$$

Где,

CF_t – денежный поток в t-ом году, денежная единица;

r – ставка дисконтирования, %;

I_0 – начальные инвестиции, денежная единица.

Внутренняя норма доходности (IRR) – это такая ставка дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость (NPV) всех денежных потоков от проекта равна нулю.

$$IRR = r^*, \text{ при котором } NPV_{r^*} = 0 \quad (1.2)$$

Показатель отражает прибыль в процентах, которую проект сможет обеспечить при бесконечном сроке возврата инвестиций.

Коэффициент рентабельности инвестиций (ROI) – это показатель, который демонстрирует эффективность использования средств. С использованием данного инструмента возможно оценить возврат средств от вложений во всю компанию, конкретный начинание, товар либо текущие нужды предприятия. Показатель ROI сопоставим с существующими стандартами прибыльности в коммерческой деятельности.

$$IRR = \frac{\text{Доход от вложений} - \text{Размер вложений}}{\text{Размер вложений}} \times 100\% \quad (1.3)$$

Где,

Доход от вложений – результирующая прибыль от продажи товара или услуги за период, денежная единица;

Размер вложений – сумма вложений в проект, денежная единица.

- Техничко-экономические показатели: потери в электрических сетях и надежность (SAIDI и SAIFI).

Потери в электрических сетях как показатель отражается в процентах и обозначает разницу между отпущенной потребителям и фактически поступившей электроэнергией.

Средняя продолжительность перебоев в электроснабжении (SAIDI) для группы потребителей за определенный период наблюдения измеряется в минутах на перебой и равно отношению общей продолжительности перебоев для группы потребителей к количеству перебоев в системе.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{n} \quad (1.4)$$

Где,

T_i – время перебоая в i -ом периоде, мин;

n – количество перебоев в периоде, шт.

Среднее количество перебоев в электроснабжении (SAIFI) определяется отношением количества перебоев за определенный период (месяц, год).

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{t} \quad (1.5)$$

Где,

k_i – количество перебоев в i -ом периоде, шт;

t – рассматриваемый период.

- Макроэкономические показатели: вклад в ВВП страны и мультипликативный эффект.

Для определения вклада электроэнергетики в ВВП России можно использовать метод расчёта энергоёмкости экономики [113]. Этот метод предполагает сопоставление ВВП и физического объёма потреблённых топливно-энергетических ресурсов. В свою очередь мультипликативный эффект указывает на повышение спроса в смежных отраслях – металлургии, строительстве, машиностроении и т.д. в следствии вложений средств в электроэнергетику, поскольку необходимо возводить новые ЛЭП и подстанции, разрабатывать и конструировать оборудование [133].

- Социально-экологические параметры: рабочие места и снижение выбросов углекислого газа.

Создание новых рабочих мест является важным аспектом для электроэнергетики, так, в проектах ВИЭ требуется больше персонала на единицу мощности, чем в традиционной генерации, например, строительство солнечной электростанции создает до 3 рабочих мест на МВт мощности, а эксплуатация до 1 рабочего места на МВт мощности [60].

Модернизация ТЭС в части замены горючего угля на природный газ помогает снизить выбросы углекислого газа на 40-60%. Например, при подобном переходе ТЭС «Ладожская» удалось снизить эмиссию на 220 тыс. т/год [60].

5. Принцип изменения и учета фактора времени.

Данный принцип подразумевает, что учет фактора времени это одно из ключевых условий для корректной оценки проектов в электроэнергетической отрасли. Инвестиции в отрасль часто достигают сумм в миллиарды рублей, при этом сроки окупаемости исчисляются десятками лет. Принцип требует преобразования разновременных затрат и результатов к единому моменту

времени через дисконтирование, что отражает экономическую неравноценность денег в разные периоды [57].

Как было отмечено ранее, капиталоемкость и длительные сроки окупаемости требуют внимания для корректной оценки проектов, например, строительство АЭС или ГЭС занимает около 5-10 лет, а срок эксплуатации превышает срок строительства в несколько раз, в течении этого времени меняются: цены на энергоносители, тарифная политика, экологические нормативы и т.п. Без применения ставки дисконтирования расчетная эффективность будет завышена до 50% [47]. При расчете дисконтированного срока окупаемости (DPP), который учитывает, когда инвестиции окупятся с учетом дисконтирования потоков, для сетевых проектов в Арктике DPP на 40% выше простого срока [47].

Дисконтирование позволяет избежать искажения от влияния инфляции, при уровне последней 8% 1 млрд рублей через 10 лет будет эквивалентен около 500 млн рублей.

Подводя итог, можно сказать, что значение данного принципа для электроэнергетики страны заключается в предотвращении ошибки в инвестировании, адаптации к текущим реалиям и интеграции с государственным регулированием. Игнорирование фактора времени делает оценку эффективности фиктивной, особенно в условиях волатильности рынка энергии и геополитических шоков.

6. Принцип сравнительного анализа.

Данный принцип так же является одним из ключевых для объективной оценки конкурентоспособности отрасли, выявления лучших практик и оптимизации управленческих решений. Его применение позволяет сопоставить российские показатели с мировыми лидерами, отраслевыми нормативами и альтернативными сценариями развития.

Сравнительный анализ, он же бенчмаркинг, — это процесс сравнения ключевых операционных, технических и экономических показателей компании с эталонными значениями лучших компаний отрасли или

международными стандартами. Применительно к электроэнергетической отрасли он может быть направлен на:

- Выявление различий в эффективности.
- Определение целевых показателей для инвестиционных проектов.
- Адаптация лучших мировых практик для использования в электроэнергетике России.

Бенчмаркинг в электроэнергетике классифицируется на:

- Внутренний – анализ показателей между дочерними организациями.
- Отраслевой – анализ показателей прямо конкурирующих компаний отрасли.
- Международный – анализ показателей иностранных компаний, а также сопоставление с лидерами.
- Функциональный – анализ, при котором исследуют конкретные бизнес-процессы.

В России методология, которая унифицирует подходы к сбору данных и расчету индикаторов, утверждена ГОСТ Р 71152-2023 [67]. Из документа можно выделить основные положения:

- Сопоставимость с европейским стандартом EN 16231:2012.
- Принцип анонимности данных, при котором компании получают доступ к аналитике без указания наименований, а с присвоенными уникальными номерами.
- Сравнение по типу объекта – генерация (себестоимость 1 МВт·ч), сетевой комплекс (срок присоединения к электрическим сетям потребителей) и услуги (тарифы).

Например, сравнение российских АЭС и французских выявило необходимость оптимизации циклов ремонта [73].

7. Принцип адаптивности и учета рисков.

Данный принцип указывает на то, что электроэнергетика функционирует в условиях динамичной неопределенности, где риски носят системный характер. Его реализация требует гибкой методологии, адаптируемой к специфике проектов, регионов и технологий, а также интеграции количественной оценки рисков в инвестиционные модели [47].

Классификация рисков в электроэнергетике представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.7. Классификация рисков в электроэнергетике России.

Тип риска	Примеры	Методы учета
Рыночные	Колебания цен на газ, спроса на энергию	Сценарный анализ, хеджирование
Регуляторные	Изменение тарифной формулы, экологических норм	Анализ чувствительности к нормативным изменениям
Технологические	Устаревание угольных ТЭС, аварии на сетях	Резервирование мощностей, дублирование систем
Политические	Санкции, ограничения на импорт оборудования	Премии за риск в ставке дисконтирования (до +10% для АЭС)
Климатические	Таяние вечной мерзлоты под ЛЭП в Арктике	Вероятностные модели (Монте-Карло)
Проектные	Срыв сроков строительства, перерасход бюджета	Контрольные точки в PERT-графиках

Источник: составлено автором на основе данных [47].

В заключении можно сказать, что следование изложенным принципам обеспечивает адекватность оценки экономической эффективности электроэнергетики России. Комплексный подход, учитывающий системную взаимосвязь элементов отрасли, ее стратегическую роль, специфику технологий, долгосрочную динамику и риски, позволяет получать достоверные результаты для обоснования управленческих решений.

Однако стоит отметить, что непрерывная актуализация нормативной базы и инструментов оценки экономической эффективности электроэнергетики России является важным фактором в условиях быстро меняющейся реальности. Ускорение технологических трансформаций (цифровизация, ВИЭ, водородная энергетика), ужесточение экологических требований (декарбонизация, углеродный налог), геополитические шоки (санкции, разрыв цепочек поставок) и макроэкономическая волатильность

делают статичные методики устаревшими в среднесрочной перспективе. Так, нормативы, разработанные до 2022 года, не учитывают риски импортозамещения критичного оборудования для АЭС или резкого роста стоимости логистики в Арктике, что приводит к системным ошибкам в расчетах NPV и IRR.

Автор считает, что для сохранения адекватности оценок в современных реалиях нужно:

1. Регулярный мониторинг и пересмотр ГОСТов и методик, не реже 12-18 месяцев.
2. Обеспечить координацию регулирующих документов российских и международных стандартов.
3. Обеспечить внедрение адаптивных алгоритмов на базе искусственного интеллекта для своевременного реагирования на ставки дисконтирования, премии за риски и т.п.

Выводы к первой главе.

1. Установлено, что современное состояние электроэнергетики России опирается на десятилетия институциональной и технологической эволюции, начиная с плана ГОЭЛРО. Существенные изменения произошли в ходе реформ 1990–2008 гг., приведших к демонополизации отрасли, формированию оптового и розничного рынков, а также институциональному разграничению генерации, передачи и сбыта.

2. Выявлены основные проблемы электроэнергетики РФ, препятствующие её устойчивому развитию, а именно технологическая зависимость от импорта, высокий уровень износа оборудования, фрагментарность малой генерации, институциональные барьеры для конкуренции и недостаточная интеграция цифровых решений.

3. Проанализированы методологические подходы к оценке эффективности электроэнергетики. Установлено, что существующие модели – экономический анализ, технико-экономическое моделирование, сценарные прогнозы требуют актуализации с учетом факторов технологического суверенитета, цифровизации, локализации производства и климатической адаптации.

4. Обоснована необходимость комплексного подхода к оценке эффективности, включающего как экономические, так и технологические параметры – технические потери, гибкость, степень цифровизации, зависимость от импорта оборудования.

Глава 2. Анализ развития электроэнергетики России

2.1. Факторы развития электроэнергетики России

На развитие электроэнергетики России влияют экономические, технические, экологические факторы и государственное регулирование.



Рисунок 2.1. Факторы развития энергетики России

Источник: составлено автором.

Спрос на электроэнергию продолжает устойчиво расти во всем мире. Несмотря на угрозу замедления темпов развития глобальной экономики, потребность в электроэнергии значительно возросла: если в 2023 году прирост составил 1,7%, то в 2024 году этот показатель достиг уже 2,5%. В количественном выражении увеличение потребления достигло 4471 ТВт·ч [145].

Основной вклад в рост глобального спроса обеспечил Китай, добавивший примерно 1915 ТВт·ч, что составляет немногим менее половины общего увеличения. Страны ОЭСР внесли вклад около 1071 ТВт·ч (четверть от общего прироста), причем основными драйверами роста выступили такие развитые регионы, как Западная Европа, США и Юго-Восточная Азия [145].

В России у генерирующих электроэнергию компаний складываются благоприятные условия благодаря росту спроса и цен. Потребление электроэнергии в 2024 году увеличилось на 4,6%, при этом стоимость спотовых контрактов выросла примерно на 10% в Европейской части страны и на 20% в Сибирском регионе. Следует отметить, что в 2024 году темпы роста спотовых цен значительно ускорились по сравнению с предыдущим годом, что связано с проведенной корректировкой тарифов [8, 91, 142].



Рисунок 2.2. Производство и потребление электроэнергии в России

Источник: составлено автором на основе данных [87-91].

За последние четыре года спрос на электроэнергию в России продемонстрировал устойчивый рост, увеличившись на 13,5% при среднегодовом приросте на 1–5% [87-91]. Рост потребления электроэнергии напрямую связан с развитием экономики: в 2024 году при росте ВВП на 4% потребление электроэнергии увеличилось на аналогичную величину. На 2025 год прогнозируется увеличение потребления электроэнергии на 3%, которое планируется обеспечить за счет ввода новых генерирующих мощностей.

В настоящее время в отрасли реализуется более 2000 инвестиционных проектов, находящихся на разных стадиях - от разработки до приостановки реализации. В реализации этих инициатив участвуют 151 крупная промышленно-строительная группа, осуществляющая финансирование, проектирование и строительство объектов энергетического сектора.

Согласно прогнозам, масштабного перераспределения инвестиционных потоков в энергетическую инфраструктуру не ожидается. В период 2025–2027 годов прогнозируется незначительное снижение объема инвестиций, связанное с завершением нескольких крупных проектов, несмотря на стабильные инвестиционные показатели 2023–2024 годов [64].

Эксперты прогнозируют возобновление роста инвестиционной активности в 2028 году в связи с запуском крупных проектов модернизации на тепловых электростанциях Забайкальского края. ПАО «ТГК-14» планирует провести модернизацию оборудования на Читинской ТЭС-1 в рамках проекта КОММОД [129]. Работы по замене турбин и котлов позволят не только обновить производственные мощности, но и повысить их надежность и срок службы.

Конкуренция на энергетическом рынке России как экономический фактор имеет определенную специфику, поскольку ее развитие происходит неравномерно на оптовом и розничном рынках, каждый из которых обладает

собственными особенностями регулирования и конкурентной динамики.

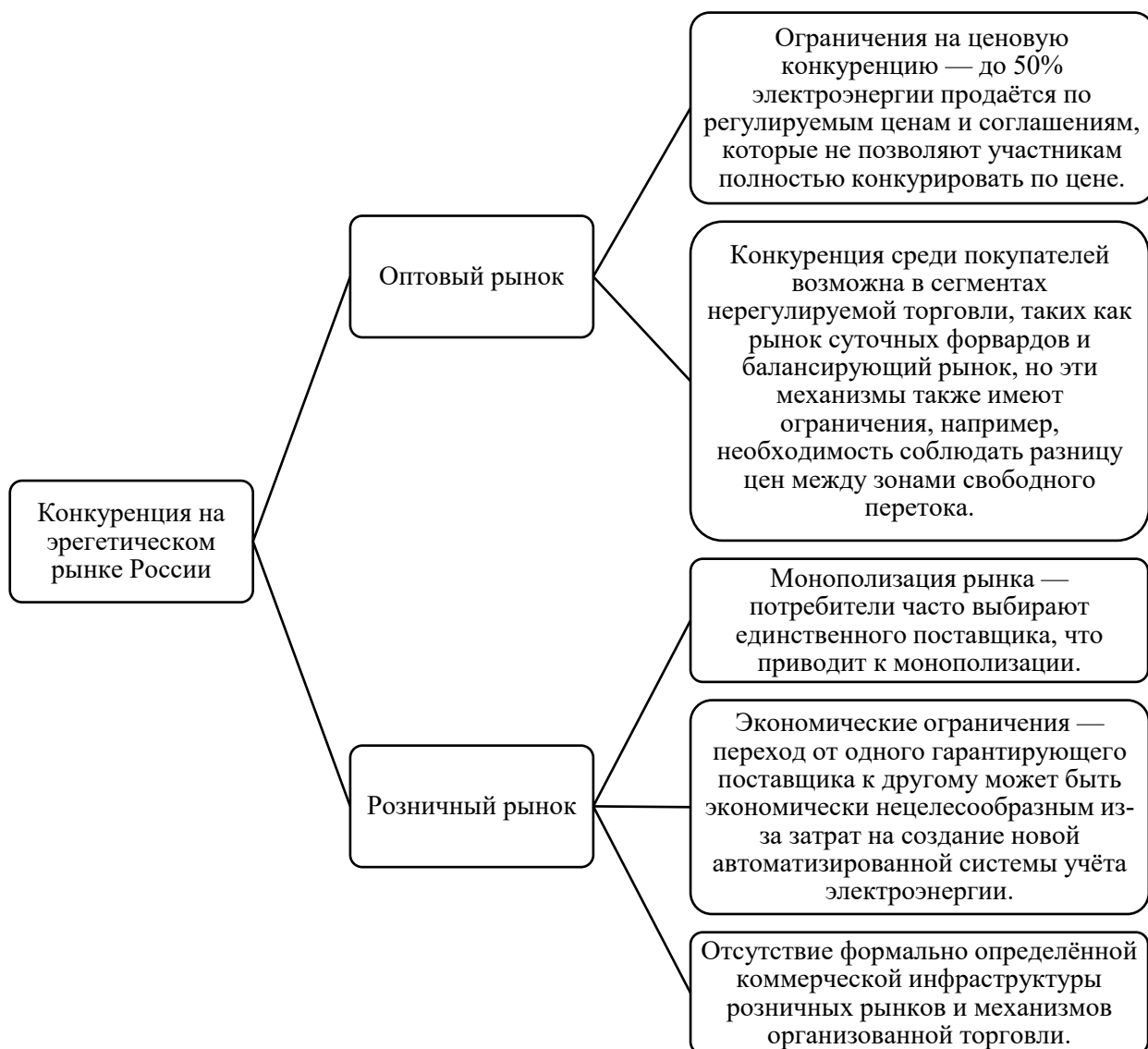


Рисунок 2.3. Проявление форм и видов конкуренции на энергетическом рынке России

Источник: составлено автором.

Для развития конкуренции на энергетическом рынке России необходимо реализовать, например, следующие принципы:

- сделать оптовый рынок доступным для любого потребителя, что позволит расширить круг участников и повысить конкурентность;
- стимулировать развитие малой и распределённой энергетики – это может привести к появлению новых независимых поставщиков и усилению конкуренции на рынке;

- снять запрет на продажу электроэнергии – это расширит возможности для новых участников рынка;
- сформировать трансграничные рынки электроэнергии – это расширит географию торговли и увеличит конкуренцию среди поставщиков;
- цифровизировать электросетевой комплекс – внедрение цифровых технологий повысит эффективность и прозрачность рынка, создаст условия для более активной конкуренции.

Российская энергосистема сталкивается с серьезными проблемами, включая значительный износ техники (около половины активов устарели), низкую эффективность производства электроэнергии (использование старых ТЭС с невысоким коэффициентом полезного действия и обветшавшая сеть передачи электричества) и ужесточение требований по экологии (рост использования альтернативных источников, таких как ветровые и солнечные станции, согласно международному нормированию ISO 1400).

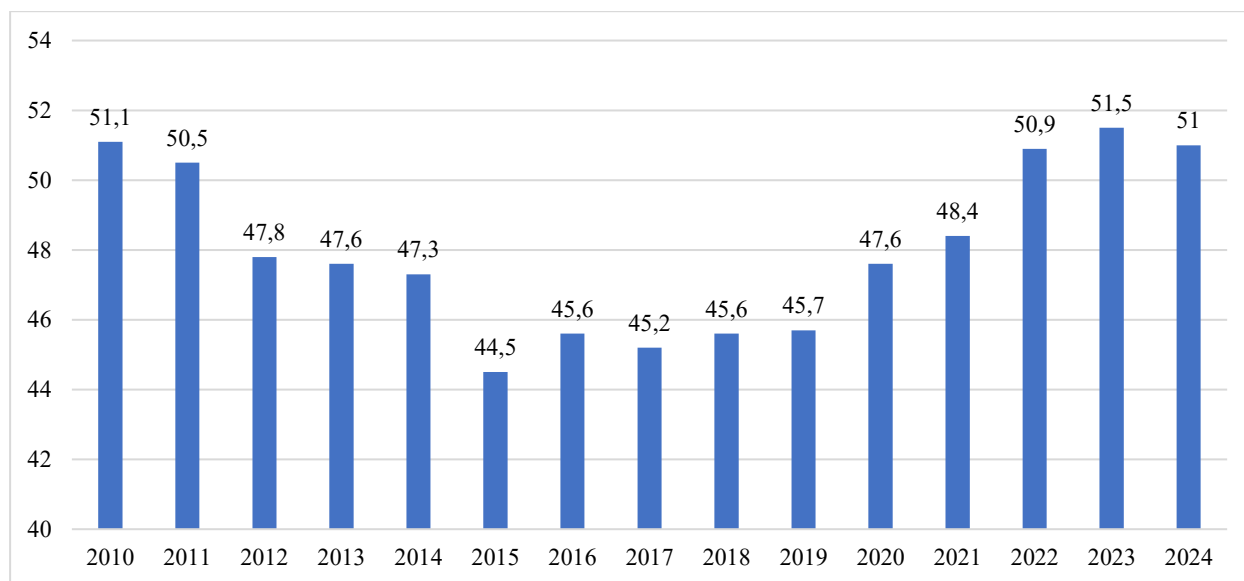


Рисунок 2.4. Износ основных фондов энергетики, % от общего числа 2010-2024 гг.

Источник: составлено автором на основе данных [63].

В результате высокого износа основных фондов предприятий электроэнергетики при передаче электроэнергии потребителям потери

составляют 12-15%, что значительно выше уровня США, где они, по состоянию на 2022 год составляют лишь 5% [63].

В целях улучшения показателей улучшения материально-технического обеспечения компания ПАО «ФСК - Россети» утвердила обновленную программу инновационного развития на период 2024–2029 гг. с перспективой до 2035 года, приоритетными направлениями которой являются [93]:

- переход к высокоавтоматизированным подстанциям различного класса напряжения;
- переход к высокоавтоматизированным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления;
- переход к комплексной эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления;
- применение новых технологий и материалов;
- внедрение организационных инноваций.

Стратегическая модернизация энергетической инфраструктуры играет ключевую роль в обеспечении экономической стабильности и энергетической безопасности страны.

В Российской Федерации обновление энергетических объектов осуществляется через реализацию государственных программ с привлечением частных инвестиций. Модернизация включает комплексные мероприятия по реновации электросетевого хозяйства, замену устаревших генерирующих мощностей и внедрение передовых систем мониторинга и управления энергопотреблением.

Согласно данным Министерства энергетики РФ, до 2030 года планируется модернизировать около 70% объектов теплоэнергетики и электрических сетей, большинство из которых были построены более трёх десятилетий назад. В 2022 году объём инвестиций в модернизацию энергетической инфраструктуры превысил 1,5 трлн рублей, а к 2030 году ожидается рост ежегодных инвестиций до 2,5 трлн рублей [63].

Цифровая трансформация энергетического сектора России представляет собой процесс интеграции цифровых технологий во все звенья цепочки создания стоимости - от генерации до конечного потребления электроэнергии. Этот процесс направлен на повышение операционной эффективности, надёжности и устойчивости энергосистем, а также на обеспечение интеграции возобновляемых источников энергии.

Государственное регулирование цифровизации энергетики закреплено в Стратегии цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года, которая определяет ключевые направления технологической модернизации отрасли [115].

Направлениями цифровой трансформации электроэнергетики выступают:

- развитие «умных сетей» и интеллектуальных систем управления энергосистемой;
- внедрение цифровых технологий в процессы генерации, передачи и распределения электроэнергии;
- создание цифровых платформ для взаимодействия участников рынка электроэнергии;
- поддержка проектов в области возобновляемой энергетики и распределённой генерации.

Цифровая трансформация электроэнергетики в России испытывает множество препятствий. Например, такие как:

1. Сбои в работе оборудования. В ряде электроэнергетических предприятий применяются устаревшие платформы, несовместимые с новейшим цифровым оборудованием.
2. Трудности управления. Обычно предприятия неохотно выделяют достаточные средства для запуска или расширения цифровых проектов, что усложняет достижение намеченных целей.
3. Ограничения нормативного характера. Современные правовые нормы часто не соответствуют требованиям инновационных разработок.

4. Кибербезопасность. Киберугрозы направлены на умные энергетические сети; необходимо создать уникальные защитные меры для компонентов искусственного интеллекта в инфраструктуре энергетики.

Выделим возможные направления прогресса в области цифровой трансформации энергетического сектора:

- Развитие инициатив, связанных с обработкой массивов информации и аналитической деятельностью. Предприятия будут иметь возможность аккумулировать и изучать большие объемы информации, поступающей от множества приборов и заказчиков. Такой подход обеспечит точную оценку энергопотребления, эффективное управление производством и распределением электроэнергии, а также своевременное обнаружение отклонений и предотвращение возможных инцидентов.

- Генерация альтернативных источников энергии и систем накопления мощности. Интеграция солнечных и ветряных источников энергии в действующие электросетевые системы существенно облегчается благодаря внедрению цифровых технологий.

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России определяется комплексом взаимосвязанных факторов: экономических, технологических, правовых, политических и экологических.

Экономические факторы связаны со стремлением к снижению зависимости от традиционных энергоносителей и достижению энергетической самостоятельности отдельных регионов, особенно труднодоступных для традиционных энергоснабжающих систем.

Технологические факторы проявляются в развитии инновационных решений, позволяющих получать более дешёвую электроэнергию за счёт использования энергии ветра, солнца и воды.

Правовые факторы находят выражение в создании нормативно-правовой базы, предусматривающей финансовую поддержку ВИЭ со стороны государства, а также механизмы производства и сбыта энергии из нетрадиционных источников.

Политические факторы, особенно в условиях санкционных ограничений, стимулируют развитие отечественных энергоустановок ВИЭ, что способствует повышению энергетической безопасности и снижению геополитической зависимости.

Экологические проблемы связаны с выбросами в атмосферу. На многих объектах энергопотребления в разных регионах страны, включая котельные, используются уголь и мазут, что вызывает значительный рост эмиссии диоксида углерода. Исследования Burova et al. (Forthcoming), подтвержденные данными Центробанка, указывают на доминирующую роль электроэнергетики в производстве углекислого газа. Ежегодно более 210 миллионов тонн эквивалента углекислого газа генерируют предприятия, использующие уголь; около 220 миллионов тонн приходится на заводы, работающие на природном газе; и порядка 20 миллионов тонн – на установки, эксплуатирующие мазутные топлива [63].

В ответ на эти вызовы в 2021 году Правительство России утвердило Стратегию социально-экономического развития страны с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Документ предусматривает масштабное сокращение выбросов диоксида углерода и достижение углеродной нейтральности не позднее 2060 года.

Несколько шагов направлены на адаптацию к энергетике с низким уровнем выбросов углерода:

- прекращение поддержки ископаемого топливного сырья или его ограничение. Экспертами рекомендуется начать постепенный отказ от использования угля внутри страны с 2026 года;
- финансирование научных разработок, локального производства и распространения инновационных решений в области альтернативной энергетики, включая ВИЭ, ядерных установок и генерирующих мощностей;
- внедрение методов захвата, накопления и применения углекислого газа для работы энергетических станций и производственных циклов;
- улучшение энергосбережения по всей экономической системе;

- обновление оборудования ТЭЦ, работающих на угле, вместе с внедрением инновационных технологий экологичного сгорания топлива, минимизирую их воздействие на природу.

Проведенный анализ факторов развития электроэнергетики России позволяет сделать вывод, что между ними существует зависимость. Так экономические факторы влияют на развитие технологий, цифровизацию, развитие ВИЭ и разработки и внедрения низкоуглеродных технологий.

Выделим основные факторы, стимулирующие развитие отрасли электроэнергетики:

1. Стремление уменьшить уровень выбросов парниковых газов подталкивает к активному внедрению альтернативной энергетики и повышению уровня энергосбережения в связи с глобальными изменениями климата.

2. Цифровая трансформация, включая автоматизацию и умные управляющие системы, значительно улучшает эффективность производственных, распределительных и потребительских аспектов энергетического процесса.

3. Повышение потребности в электричестве у отраслей информационных технологий и электромобилей трансформирует нужды в развитии энергосистемы.

4. Глобальные политические изменения и обострение борьбы за позиции на мировом рынке энергии диктуют необходимость корректировки российской энергетической политики.

Основными векторами прогресса энергетического сектора России выступают:

- Прогресс в области альтернативной энергетики.

Возможности Российской Федерации по расширению использования возобновляемых источников энергии, таких как солнечные, ветряные, гидропроекты и геотермальные системы, весьма внушительны. Поддержка со стороны государства и привлечение капиталовложений в данную область

ведут к росту участия возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе страны. Следует принимать во внимание специфику погодных факторов и территориального расположения разных областей.

- Увеличение энергетической продуктивности.

Одной из ключевых целей энергетического планирования в Российской Федерации выступает уменьшение энергетической интенсивности национальной экономики. Введение инновационных решений по экономии энергоресурсов в производственной сфере, коммунальных услугах и транспорте способствует уменьшению потребления электроэнергии и облегчению нагрузки на энергосистему.

- Обновление системы энергетического обеспечения.

Внедрение новых технологий управления и автоматизация устаревших установок способствуют увеличению надежности и производительности энергетического комплекса. Инновации в области умных электросетей («Smart Grid») позволяют осуществлять более динамичное и подходящее регулирование потоков энергии.

Эволюция электроэнергетики России сталкивается с несколькими ключевыми задачами: привлечение капиталовложений, преодоление технических ограничений и поддержание высокого уровня конкуренции российских энергоресурсов на международной арене. Увеличение использования возобновляемых источников энергии, улучшение энергосбережения и обновление инфраструктурных объектов создают дополнительные перспективы для стабильного роста экономики России и укрепления её энергетической независимости. Энергосистема России обладает обширными возможностями по адаптации к изменяющимся обстоятельствам и обеспечению устойчивой защиты энергоресурсов на длительный период. Успех во многом зависит от государственной поддержки инноваций и интенсивных разработок в сфере передовых энергетических решений.

2.2. Эконометрическая модель расчета экономической эффективности электроэнергетики России

Вопросы развития электросетевой инфраструктуры находят свое отражение в многочисленных прогностических документах, начиная от Энергетической стратегии России и заканчивая детальными планами развития индивидуальных электросетевых предприятий. Подход, акцентирующий на системном анализе, подчеркивает необходимость интегрированного изучения эволюции электросетей вместе с учетом мощностей производства электроэнергии, ввиду их технологической нераздельности в рамках единой энергетической системы. Однако, учитывая высокие капиталовложения и продолжительные сроки реализации проектов в сегменте генерации, эти аспекты часто выдвигаются в приоритет при планировании развития энергетической системы, где стратегии по развитию сетевой инфраструктуры обуславливаются через призму эффективности и оптимизации размещения генерирующих мощностей.

Таким образом, в реальной работе, проблемы, связанные с оптимизацией распределительных сетей, часто анализируют отдельно от задач повышения выработки энергии, но при этом признается логическая связь этих секторов.

Прогнозирование будущего электросетей и соответствующие решения зависят от множества факторов, включая тип прогноза, временной горизонт исследования, а также географическую область. Это обуславливает необходимость адаптации сложности и детализации компонентов электросетей в математических моделях, используемых для анализа и планирования развития электрических сетей [7].

Корреляционно-регрессионный анализ является ключевым инструментом эконометрического исследования, позволяющим выявить и количественно оценить взаимосвязь между экономическими показателями, а также построить модель для прогнозирования и объяснения вариаций ключевых результирующих показателей. В рамках настоящего

диссертационного исследования данный метод применяется к деятельности крупной российской электроэнергетической компании ПАО «Россети Московский регион» с целью выявления факторов, оказывающих наиболее существенное влияние на ее финансово-экономические результаты и определения возможности применения для прогнозирования.

В целях построения качественной модели выделим основные этапы ее разработки с описанием и результатами каждого этапа в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Этапы разработки эконометрической модели.

Этапы	Описание	Результат
Первый этап	Отбор показателей, оказывающих наиболее существенное влияние на ее финансово-экономические результаты	Определен и обоснован перечень показателей
Второй этап	Определение зависимого показателя, отражающего результат (Y)	Определен зависимый показатель, отражающий финансово-экономическую деятельность компании
Третий этап	Формирование перечня показателей (предикторов), оказывающих влияние на результат	Проведен сбор значений показателей за определенный период.
Четвертый этап	Проведение корреляционного анализа при использовании инструментов анализа данных Excel.	Определение связи выбранного перечня показателей и описание результата
Пятый этап	Проведение регрессионного анализа при использовании инструментов анализа данных Excel.	Получен размер коэффициентов регрессии (a_0, a_1, \dots, a_n)
Шестой этап	На основе данных коэффициентов регрессии осуществляется формирование регрессионной функции	Сформирована и описана регрессионная функция
Седьмой этап	Оценка результатов ежегодного увеличения показателей на 2% на основе уравнения регрессии	Определено влияние показателей на зависимую переменную и ее изменение
Восьмой этап	Определение возможности применения модели для прогнозирования	Вывод о состоятельности модели как инструмента повышения экономической эффективности электроэнергетики

Источник: составлено автором.

В рамках первого этапа обоснованный выбор независимых показателей является критически важным для построения адекватной и интерпретируемой модели, отражающей специфику отрасли и исследуемой компании.

1. Выручка от деятельности по технологическому присоединению. Данный показатель выбран как один из основных источников дохода, непосредственно связанный с развитием инфраструктуры сети [17-39]. Технологическое присоединение новых потребителей является ключевым стимулом роста бизнеса сетевых компаний. Выручка от технологического присоединения отражает объем подключений к сети, динамику развития обслуживаемых территорий и является важным индикатором будущего роста объемов передачи электроэнергии. Ее включение в модель позволяет оценить вклад этого специфического для отрасли вида деятельности в общие финансовые результаты компании.

2. Отпуск электрической энергии по сетям компании. Данный объемный показатель, так же является одним из основных источников дохода любой сетевой компании. Он напрямую определяет выручку от услуг по передаче электроэнергии, которая является регулируемым видом деятельности, как и технологическое присоединение, и косвенно влияет на выручку от него поскольку имеет место прямая зависимость – чем больше потребителей, тем больше осуществляется передача электроэнергии [17-39]. Динамика отпуска отражает как общую экономическую конъюнктуру в регионе присутствия компании, так и эффективность ее работы по удержанию существующих и привлечению новых потребителей. Исключение этого фактора привело бы к потере ключевого операционного драйвера.

3. Расходы на реализацию программы цифровой трансформации и достижения «цифровой зрелости». В условиях состояния современной электроэнергетики, характеризующейся необходимостью повышения надежности, эффективности и управляемости сетей, цифровизация является стратегическим императивом. Данный показатель отражает масштаб инвестиций компании в инновационные технологии (Smart Grid, АИИС КУЭ, цифровые подстанции, системы мониторинга и управления). Включение этих расходов в модель обусловлено необходимостью оценки их влияния на финансовые результаты: с одной стороны, это значительная статья затрат, с

другой – она направлена на достижение долгосрочной операционной эффективности, снижение потерь и улучшение качества услуг, что в перспективе должно положительно сказываться на финансовых показателях. Анализ позволяет проверить гипотезу о связи текущих инвестиций в цифровизацию с экономическими результатами.

4. Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии. Тарифы на передачу электроэнергии являются регулируемыми и устанавливаются на долгосрочные периоды. Средний тариф – критически важный фактор, определяющий доходность одного из основных видов деятельности компании. Его уровень зависит от решений регулирующего органа, утвержденных инвестиционных программ, затрат компании и методологии расчета. Изменения среднего тарифа оказывают прямое и немедленное воздействие на выручку и прибыльность. Включение этого фактора в модель обязательно для учета влияния регулирующей среды и ценового фактора на финансовый результат компании.

Выбор указанного перечня показателей связан с комплексным подходом к моделированию финансово-экономического состояния электроэнергетической компании.

- Отраслевая специфика: учтены основные виды деятельности – отпуск электрической энергии, технологическое присоединение; специфические стимулы – регулируемые тарифы, инвестиции в цифровизацию.

- Взаимосвязь операционной и финансовой деятельности: показатели охватывают как объемные – отпуск электрической энергии, так и ценовые – регулируемые тарифы, составляющие основной выручки, доходы от развития – технологическое присоединение и стратегические затраты на цифровизацию.

- Вызовы в современных реалиях: учет среднего тарифа позволяет моделировать воздействие внешнего регулирования.

- Практическая значимость показателей для модели: анализируемые показатели являются управляемыми показателями в деятельности компании, что повышает прикладную ценность результатов моделирования для принятия управленческих решений.

Корреляционно-регрессионный анализ на основе этих данных направлен на выявление устойчивых статистических закономерностей, необходимых для углубленного понимания экономики исследуемого предприятия.

В рамках второго этапа в качестве зависимой переменной выбрана выручка компании, поскольку данный показатель служит ключевым индикатором масштаба операционной деятельности и основным источником формирования финансовых результатов. Выручка является отправной точкой отчета о финансовых результатах и фундаментом для последующего формирования прибыли.

Общая выручка выступает как интегральный показатель, чутко реагирующий на изменения как в операционной эффективности, так и в ценовой политике, а также на стратегические инвестиционные решения (цифровизация). Ее динамика объективно отражает совокупный эффект от управления ключевыми стимулами бизнес-модели электроэнергетической компании.

В рамках третьего этапа сформируем таблицу с данными показателями в период с 2014–2024 гг. (таблица 2.2.).

Таблица 2.2. Показатели деятельности ПАО «Россети Московский регион» 2014–2024 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	Y	X1	X2	X3	X4

2014	128018	11893	80980	985	1,645
2015	132356	10521	80127	1079	1,726
2016	139860	10044	83088	987	1,828
2017	150494	7122	82800	1098	1,957
2018	159485	9023	84442	1434	2,005
2019	161463	8753	84711	1504	2,044
2020	164090	9696	83161	1655	2,086
2021	184706	9275	89988	1864	2,133
2022	199665	13033	91131	2537	2,186
2023	229309	22137	92169	4960	2,421
2024	248987	22381	95988	4200	2,527

Источник: составлено автором на основе данных [17-27].

В рамках четвертого этапа при помощи корреляционного анализа данных Excel представим результаты в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Результат корреляционного анализа

	Y	X1	X2	X3	X4
Y	1				
X1	0,823965538	1			
X2	0,971453044	0,758827036	1		
X3	0,939941991	0,928465432	0,870798281	1	
X4	0,974845265	0,720135782	0,927220298	0,892905821	1

Источник: составлено автором.

Полученные результаты проанализируем с использованием классификации величин коэффициентов корреляции по Пирсону, согласно которой связь между Y-X1 сильная положительная (0,82), а связи между Y-X2 (0,97), Y-X3 (0,94) и Y-X4 (0,97) очень сильные положительные, то есть присутствует высокая уверенность в существовании устойчивого паттерна.

В рамках пятого этапа при помощи инструментов анализа данных Excel проведем регрессионный анализ данных таблицы 2.2. и представим результат в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Результат регрессионного анализа

Регрессионная статистика	
Множественный R	0,998669458
R-квадрат	0,997340686
Нормированный R-квадрат	0,995567809
Стандартная ошибка	2618,182859
Наблюдения	11

Дисперсионный анализ					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	4	15424995277	3856248819	562,55514	7,50762E-08
Остаток	6	41129288,9	6854881,483		
Итого	10	15466124566			
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>
Y-пересечение	-228728,6106	27560,0747	-8,299273969	0,000165861	-296165,684
Переменная X 1	1,218790704	0,58923628	2,06842441	0,08407054	-0,223018531
Переменная X 2	2,762155725	0,461291479	5,987875028	0,000974825	1,633416139
Переменная X 3	1,090722717	3,397242444	0,321061194	0,759052876	-7,22203008
Переменная X 4	71230,27649	12360,7286	5,762627658	0,001190789	40984,6632
Верхние 95%	Нижние 95,0%	Верхние 95,0%			
-161291,5372	-296166	-161292			
2,66059994	-0,22302	2,6606			
3,890895311	1,633416	3,890895			
9,403475514	-7,22203	9,403476			
101475,8898	40984,66	101475,9			

Источник: составлено автором.

Принимая во внимание тесную связь и наличие только числовых показателей для анализа была выбрана линейная регрессия.

В рамках шестого этапа составим линейное уравнение регрессии на основе данных, полученных в результате регрессионного анализа:

$$Y = -228728,6106 + 1,21879 \cdot X_1 + 2,76216 \cdot X_2 + 1,09072 \cdot X_3 + 71230,27649 \cdot X_4 \quad (2.1)$$

Коэффициенты при независимых переменных положительны, что указывает на прямую взаимосвязь между показателями. Данные коэффициенты показывают, как и на сколько изменится зависимый показатель при изменении независимых на одну единицу.

В рамках седьмого этапа представим изменения зависимого показателя для прогнозного периода до 2035 года.

В таблице 2.5. представим результат изменения выручки компании при ежегодном увеличении выручки от деятельности по технологическому присоединению.

Таблица 2.5. Изменение зависимого показателя при ежегодном увеличении выручки от деятельности по технологическому присоединению на 2% 2024-2035 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	У	Х1	Х2	Х3	Х4
2024	248987	22381	95988	4200	2,527
2025	248808	22828,62	95988	4200	2,527
2026	249365	23285,1924	95988	4200	2,527
2027	249933	23750,89625	95988	4200	2,527
2028	250511	24225,91417	95988	4200	2,527
2029	251102	24710,43246	95988	4200	2,527
2030	251704	25204,64111	95988	4200	2,527
2031	252319	25708,73393	95988	4200	2,527
2032	252945	26222,90861	95988	4200	2,527
2033	253585	26747,36678	95988	4200	2,527
2034	254237	27282,31411	95988	4200	2,527
2035	254902	27827,9604	95988	4200	2,527

Источник: составлено автором.

Незначительное изменение выручки в результате ежегодного увеличения выручки от деятельности по технологическому присоединению на 2% свидетельствует о том, что данный показатель не оказывает значимое влияние на зависимую переменную при таком уровне изменений.

Отношение выручки 2035 года к 2024 году составляет 2,38%, для достижения отношения в 20% понадобится ежегодный прирост в размере не менее 10%.



Рисунок 2.5. Изменение выручки компании при ежегодном увеличении выручки от деятельности по технологическому присоединению на 2% 2025-2035 гг., млн. рублей

Источник: составлено автором.

В таблице 2.6. представим результат изменения выручки компании при ежегодном увеличении отпуска электрической энергии из сети потребителям.

Таблица 2.6. Изменение зависимого показателя при ежегодном увеличении отпуска электрической энергии из сети потребителям на 2% 2024-2035 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	У	Х1	Х2	Х3	Х4
2024	248987	22381	95988	4200	2,527
2025	253566	22381	97907,76	4200	2,527
2026	258974	22381	99865,9152	4200	2,527
2027	264491	22381	101863,2335	4200	2,527
2028	270118	22381	103900,4982	4200	2,527
2029	275858	22381	105978,5081	4200	2,527
2030	281713	22381	108098,0783	4200	2,527

2031	287684	22381	110260,0399	4200	2,527
2032	293776	22381	112465,2407	4200	2,527
2033	299989	22381	114714,5455	4200	2,527
2034	306326	22381	117008,8364	4200	2,527
2035	312790	22381	119349,0131	4200	2,527

Источник: составлено автором.

Существенное изменение выручки в результате ежегодного увеличения отпуска электрической энергии из сети потребителям свидетельствует о том, что является перспективным направлением развития компании в целом. Однако, как было отмечено ранее, для качественного увеличения отпуска электроэнергии и недопущения ухудшения надёжности электроснабжения, нужна своевременная модернизация и развитие распределительных и магистральных электросетей. Также стоит отметить, что согласно энергетической стратегии до 2050 года, увеличение показателя отпуска электроэнергии потребителям тесно соотносится с целевыми показателями увеличения генерируемой мощности [135].

Отношение выручки 2035 года к 2024 году составляет 25,62%.



Рисунок 2.6. Изменение выручки компании при ежегодном увеличении отпуска электрической энергии потребителям на 2% 2025-2035 гг., млн. рублей

Источник: составлено автором.

В таблице 2.7. представим результат изменения выручки компании при ежегодном увеличении расходов на реализацию программы цифровой трансформации.

Таблица 2.7. Изменение зависимого показателя при ежегодном увеличении расходов на реализацию программы цифровой трансформации на 2% 2024-2035 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	У	X1	X2	X3	X4
2024	248987	22381	95988	4200	2,527
2025	248355	22381	95988	4284	2,527
2026	248448	22381	95988	4369,68	2,527
2027	248543	22381	95988	4457,0736	2,527
2028	248641	22381	95988	4546,215072	2,527
2029	248740	22381	95988	4637,139373	2,527
2030	248841	22381	95988	4729,882161	2,527
2031	248944	22381	95988	4824,479804	2,527
2032	249049	22381	95988	4920,9694	2,527
2033	249157	22381	95988	5019,388788	2,527
2034	249266	22381	95988	5119,776564	2,527
2035	249378	22381	95988	5222,172095	2,527

Источник: составлено автором.

Несущественное изменение выручки в результате ежегодного увеличения расходов на реализацию программы цифровой трансформации свидетельствует о том, что показатель не влияет напрямую на зависимый показатель, хотя и является тесно с ним связанным. Стоит отметить, что данные затраты носят отложенный положительный эффект и влияют на деятельность компании в целом и могут положительно отразиться как на увеличении выручки от деятельности по технологическому присоединению, так и на отпуске электрической энергии потребителям за счет синергетического эффекта.

Отношение выручки 2035 года к 2024 году составляет 0,16%.



Рисунок 2.7. Изменение выручки компании при ежегодном увеличении расходов на реализацию программы цифровой трансформации на 2% 2025-2035 гг., млн. рублей

Источник: составлено автором.

В таблице 2.8. представим результат изменения выручки компании при ежегодном увеличении среднего тарифа на услуги по передаче электроэнергии.

Таблица 2.8. Изменение зависимого показателя при ежегодном увеличении среднего тарифа на услуги по передаче электроэнергии на 2% 2024-2035 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	У	Х1	Х2	Х3	Х4
2024	248987	22381	95988	4200	2,527
2025	251863	22381	95988	4200	2,57754
2026	255535	22381	95988	4200	2,6290908
2027	259280	22381	95988	4200	2,681672616

2028	263101	22381	95988	4200	2,735306068
2029	266997	22381	95988	4200	2,79001219
2030	270972	22381	95988	4200	2,845812433
2031	275026	22381	95988	4200	2,902728682
2032	279161	22381	95988	4200	2,960783256
2033	283379	22381	95988	4200	3,019998921
2034	287682	22381	95988	4200	3,080398899
2035	292070	22381	95988	4200	3,142006877

Источник: составлено автором.

Значительное изменение выручки в результате ежегодного увеличения среднего тарифа на услуги по передаче электроэнергии свидетельствует о том, что, будучи регулируемым показателем, тариф существенно влияет на зависимый показатель. В свою очередь результат свидетельствует о прямом влиянии регулирования на выручку компании.

Стоит отметить, что в период с 2014 по 2024 года данный показатель стабильно увеличивался от года к году в диапазоне 2-10%, дальнейший рост окажет существенное влияние на зависимый показатель в совокупности с вышеописанными изменениями.

Отношение выручки 2035 года к 2024 году составляет 17,30%.



Рисунок 2.8. Изменение выручки компании при ежегодном увеличении среднего тарифа на услуги по передаче электроэнергии на 2% 2025-2035 гг., млн. рублей

Источник: составлено автором.

В таблице 2.9. представим результат изменения выручки компании при ежегодном увеличении независимых показателей моделируя их совокупный эффект.

Таблица 2.9. Изменение зависимого показателя при ежегодном увеличении независимых показателей на 2% 2024-2035 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	Y	X1	X2	X3	X4
2024	248987	22381	95988	4200	2,527
2025	257803	22828,62	97907,76	4284	2,57754
2026	267533	23285,1924	99865,9152	4369,68	2,6290908
2027	277459	23750,89625	101863,2335	4457,0736	2,681672616
2028	287582	24225,91417	103900,4982	4546,215072	2,735306068
2029	297909	24710,43246	105978,5081	4637,139373	2,79001219
2030	308441	25204,64111	108098,0783	4729,882161	2,845812433
2031	319185	25708,73393	110260,0399	4824,479804	2,902728682
2032	330143	26222,90861	112465,2407	4920,9694	2,960783256
2033	341320	26747,36678	114714,5455	5019,388788	3,019998921
2034	352721	27282,31411	117008,8364	5119,776564	3,080398899
2035	364350	27827,9604	119349,0131	5222,172095	3,142006877

Источник: составлено автором.

За счет увеличения значений независимых показателей и их совокупного эффекта получается достичь роста выручки компании в 2035 года по отношению к 2024 году на уровне 46,33%.



Рисунок 2.9. Изменение выручки компании при ежегодном увеличении независимых показателей на 2% 2025-2035 гг., млн. рублей

Источник: составлено автором.

В рамках восьмого этапа определим состоятельность модели путем доказательства точности прогнозных значений. Для этого составим тепловую карту со значениями отклонений результатов, полученных с использованием модели, фактических значений и плановых значений в отчетном году на последующий согласно годовым отчетам компании.

Используя данные таблицы 2.2. за период 2014-2021 гг. проведем регрессионный анализ поочередно меняя зависимую переменную для периода 2022-2024 гг. и представим результаты в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Тепловая карта результатов сравнения моделирования и прогноза компании с фактическими значениями

Фактические значения					
Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности и по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч

			ответственност и , млн. кВт-ч		
2022	199665	13033	91131	2537	2,186
2023	229309	22137	92169	4960	2,421
2024	248987	22381	95988	4200	2,527
Значения, полученные путем моделирования на основе данных 2014-2021 гг.					
2022	198327,486	12298,323	91726,347	2564,641	2,225
2023	250365,035	29790,022	83047,726	4052,708	2,054
2024	242986,838	17568,485	98939,519	4434,029	2,578
Прогнозные значения компании					
2022	209401	Нет данных	91819	Нет данных	Нет данных
2023	230341	Нет данных	91421	Нет данных	Нет данных
2024	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Отношение значений, полученных путем моделирования к фактическим					
2022	-0,7%	-5,6%	0,7%	1,1%	1,8%
2023	9,0%*	34,5%*	-9,0%*	-18,3%*	-15,1%*
2024	-2,4%	-21,5%**	3,1%	5,6%	2,0%
Отношение значений, прогнозируемых компанией к фактическим					
2022	-8,70%	Нет данных	-1%	Нет данных	Нет данных
2023	-7,50%	Нет данных	-1%	Нет данных	Нет данных
2024	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных

Источник: составлено автором.

*-серьезное отклонение отношения показателей в качестве зависимой переменной к фактическому значению при моделировании связано с резко увеличившимися затратами на реализацию программы цифровой трансформации в 2023 по причинам ухода из России специализированных компаний и необходимости внедрять отечественные решения и ПО.

** - серьезное отклонение отношения выручки от деятельности по ТП в качестве зависимой переменной к фактическому значению связано с неравномерностью исполнения договоров ТП и, как следствие, поступлениями, что приводит к образованию дебиторской задолженности.

Стоит отметить, что по ряду прогнозных значений компании не представлены данные в открытом доступе, а по представленным наблюдается серьезное расхождение в главном зависимом показателе – выручке.

Не корректное прогнозирование и неточная оценка показателя могут приводить к принятию ошибочных управленческих решений.

На основе проведенного моделирования и представленной интерпретации результатов, автор исследования отмечает высокий потенциал применения эконометрического моделирования для определения точек роста электросетевых компаний и, как следствие, отрасли.

Обоснованный выбор показателей, планомерно выстроенный подход к моделированию, и доказанная состоятельность результатов в совокупности представляют один из инструментов повышения экономической эффективности России.

2.3. Сценарии развития электроэнергетики регионов России на основе эконометрического моделирования

Построенная в рамках настоящего исследования эконометрическая модель, основанная на корреляционно-регрессионном анализе ключевых показателей деятельности электроэнергетической компании (выручка от технологического присоединения, отпуск электроэнергии, расходы на цифровую трансформацию, средний тариф на передачу), не только позволяет выявить и количественно оценить значимые взаимосвязи в ретроспективе, но и создает основу для разработки перспективных сценариев развития электроэнергетики регионов России. Настоящий параграф посвящен применению данной верифицированной модели для прогнозирования динамики выручки в региональном разрезе при различных условиях внешней и внутренней среды.

В качестве первого варианта для моделирования выбрана компания ПАО «Россети Центр и Приволжье», география деятельности которой

включает в себя: Калужскую, Тульскую, Рязанскую, Владимирскую, Ивановскую, Нижегородскую, Кировскую области, а также республики Марий-Эл и Удмуртия. По состоянию на 2024 год доля компании на рынке передачи электроэнергии достигает 80,1%, а на рынке технологического присоединения 92,7% в представленных субъектах страны [39].



Рисунок 2.10. География деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Источник: составлено автором на основе данных [39].

Для моделирования рассмотрим три сценария: пессимистичный, базовый и оптимистичный.

Пессимистичный сценарий характеризуется стагнацией экономики, усилением регуляторного давления и снижением инвестиционной активности. Отпуск электроэнергии из сети потребителям снизится на 7% из-за сокращения потребления электрической энергии энергоемкими предприятиями и миграцией населения в другие районы. Средний тариф на передачу электроэнергии останется на прежнем уровне или снизится до 5% под давлением регулирующего органа с целью сдерживания тарифов для поддержки населения и бизнеса. Выручка от деятельности по технологическому присоединению упадет на 15% из-за сокращения объемов технологического присоединения, заморозки проектов со стороны

инвесторов. Расходы на реализацию программы цифровой трансформации сокращаются на 30% по причине оптимизации затрат и откладыванием долгосрочных проектов.

Базовый сценарий характеризуется стабильностью экономики, выполнением государственных программ и умеренным регулированием. Отпуск электроэнергии из сети потребителям показывает рост на 2% по причине восстановления промышленности и частичной замены устаревшего оборудования. Средний тариф на передачу электроэнергии учитывает инфляцию и утверждение инвестиционных программ ввиду чего увеличивается на 4%. Выручка от деятельности по технологическому присоединению растет на 5% за счет государственной поддержки инфраструктурных проектов и программ развития. Расходы на реализацию программы цифровой трансформации возрастают на 7% за счет выполнения обязательств по достижению «цифровой зрелости».

Оптимистичный сценарий характеризуется экономическим ростом, технологическими прорывами и гибким регулированием. Отпуск электроэнергии из сети потребителям показывает рост на 7% за счет создания новых промышленных кластеров и развития инфраструктуры зарядных устройств для электротранспорта. Средний тариф на передачу электроэнергии индексируется на 7% за счет ускоренной модернизации сетей. Выручка от деятельности по технологическому присоединению растет на 20% благодаря массовой реализации объектов электроразрядной инфраструктуры и подключению центров обработки данных. Расходы на реализацию программы цифровой трансформации возрастают на 25% благодаря активному вводу отечественного программного обеспечения.

Представим описанные изменения в таблице 2.11.

Таблица 2.11. Сценарные изменения показателей

Показатель	Пессимистичный сценарий	Базовый сценарий	Оптимистичный сценарий
------------	-------------------------	------------------	------------------------

Отпуск электроэнергии из сети потребителям	-7%	2%	7%
Средний тариф на передачу электроэнергии	-5%	4%	7%
Выручка от деятельности по ТП	-15%	5%	20%
Расходы на реализацию программы цифровой трансформации	-30%	7%	25%

Источник: составлено автором.

Исходными данными для проведения моделирования будут выступать показатели деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье», представленные в таблице 2.12.

Таблица 2.12. Показатели деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье» 2014-2024 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб.	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб.	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	У	Х1	Х2	Х3	Х4
2014	69161	723	54956	0,0	1,302
2015	68884	692	53535	0,0	1,425
2016	78480	860	53963	0,0	1,688
2017	91002	733	54745	0,0	1,810
2018	94213	926	54004	0,0	1,985
2019	96343	1062	53565	1873,0	2,020
2020	96588	2313	51219	8374,0	2,103
2021	106393	1622	53751	7642,0	2,171
2022	113256	2606	53846	1313,6	2,255
2023	130015	5429	54469	2439,8	2,522
2024	140073	4891	55815	892,6	2,670

Источник: составлено автором на основе данных [29-39].

Используя изменения показателей в таблице 2.11. рассчитаем зависимую переменную для пессимистичного сценария сроком до 2027 года и представим результаты в таблице 2.13.

Таблица 2.13. Изменение показателей деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье» согласно пессимистичному сценарию 2024-2027 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
2024	140073	4891	55815	892,6	2,670
2025	118764,387	4157,35	51907,95	624,82	2,5365
2026	98703,4277	3533,7475	48274,3935	437,374	2,409675
2027	80055,3771	3003,685375	44895,18596	306,1618	2,28919125

Источник: составлено автором.

Результаты моделирования пессимистичного сценария демонстрируют критическое снижение выручки компании на 42,9% относительно базового уровня. Это указывает на экстремальную чувствительность модели к одновременному ухудшению ключевых внешних и внутренних факторов.

Финансовые последствия прогнозируемого спада выходят за рамки операционных убытков:

- Нарушение обязательств перед кредиторами и инвесторами из-за коллапса денежного потока.
- Деградация инфраструктуры по причине недофинансирования ремонтов и модернизации.
- Потеря рыночной доли из-за неконкурентоспособности услуг.
- Риск введения внешнего управления регулятором при переходе порога рентабельности.

В результате выявлен неочевидный эффект усиления при сочетании регуляторного давления и инвестиционного голода.

Следующим шагом рассчитаем зависимую переменную для базового сценария сроком до 2027 года и представим результаты в таблице 2.14.

Таблица 2.14. Изменение показателей деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье» согласно базовому сценарию 2024-2027 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
2024	140073	4891	55815	892,6	2,670
2025	149619,165	5135,55	56931,3	955,082	2,7768
2026	159167,995	5392,3275	58069,926	1021,93774	2,887872
2027	169022,599	5661,943875	59231,32452	1093,473382	3,00338688

Источник: составлено автором.

Базовый сценарий подтверждает устойчивый рост выручки на 20,7% за анализируемый период. Это свидетельствует об эффективности текущей стратегии компании в условиях стабильного развития рынка.

Результат обосновывает целесообразность текущей стратегии при условии:

- Поддержания темпов цифровизации.
- Закрепления практики ежегодной индексации тарифов.
- Мониторинга региональной промышленной политики для прогноза спроса.

В таблице 2.15. представим зависимую переменную для оптимистичного сценария сроком до 2027 года.

Таблица 2.15. Изменение показателей деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье» согласно оптимистичному сценарию 2024-2027 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической
-----	--------------------	---	--	--	---

			балансовой и эксплуатационной ответственности , млн. кВт-ч		энергии, руб./кВт.ч
2024	140073	4891	55815	892,6	2,670
2025	164800,851	5869,2	59722,05	1115,75	2,8569
2026	191225,476	7043,04	63902,5935	1394,6875	3,056883
2027	219835,301	8451,648	68375,77505	1743,359375	3,27086481

Источник: составлено автором.

Оптимистичный сценарий демонстрирует рост выручки на 56,9%, что свидетельствует о реализации скрытого потенциала компании при благоприятной конъюнктуре.

Изменение зависимого показателя с учетом сценарных развитий представим на рисунке 2.11.

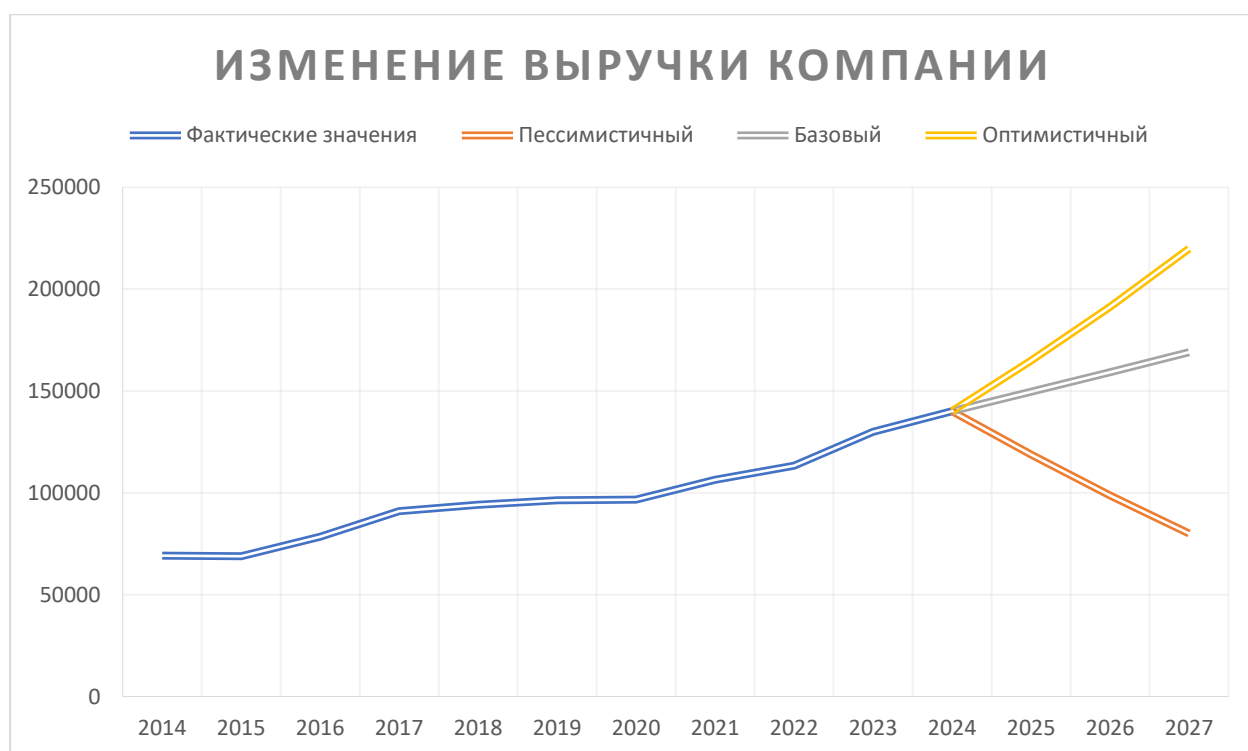


Рисунок 2.11. Изменения выручки ПАО «Россети Центр и Приволжье» с учетом сценарных развитий 2014-2027, млн. рублей.

Источник: составлено автором.

В качестве второго варианта для моделирования выбрана компания ПАО «Россети Ленэнерго», география деятельности которой включает в себя: город Санкт-Петербург и Ленинградскую область. По состоянию на 2024 год доля компании на рынке передачи электроэнергии достигает 89% [28].



Рисунок 2.12. География деятельности ПАО «Россети Ленэнерго»

Источник: составлено автором на основе данных [28].

Для моделирования так же рассмотрим три варианта с соответствующими изменениями согласно таблице 2.11.

Исходными данными для проведения моделирования будут выступать показатели деятельности ПАО «Россети Ленэнерго», представленные в таблице 2.16.

Таблица 2.16. Показатели деятельности ПАО «Россети Ленэнерго» 2014-2024 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
	Y	X1	X2	X3	X4
2014	44722	8249	29570	0,0	1,370
2015	43727	2865	29316	0,0	1,710
2016	61260	6485	30221	0,0	1,990
2017	74682	13377	30598	0,0	2,057
2018	76450	7066	31396	0,0	2,245
2019	82371	6242	31498	1090,0	2,434
2020	82646	6340	30363	1235,0	2,539
2021	93391	8702	33094	3808,1	2,595

2022	95054	7901	32915	1279,7	2,631
2023	108777	8799	33143	2359,4	2,877
2024	122657	11740	34452	3681,7	2,991

Источник: составлено автором на основе данных [28].

Используя изменения показателей в таблице 2.11. рассчитаем зависимую переменную для пессимистичного сценария сроком до 2027 года и представим результаты в таблице 2.17.

Таблица 2.17. Изменение показателей деятельности ПАО «Россети Ленэнерго» согласно пессимистичному сценарию 2024-2027 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
2024	122657	11740	34452	3681,7	2,991
2025	103390,104	9979	32040,36	2577,19	2,84145
2026	87910,2726	8482,15	29797,5348	1804,033	2,699378
2027	73583,7468	7209,8275	27711,70736	1262,8231	2,564409

Источник: составлено автором.

Снижение выручки на 40% свидетельствует об отсутствии «подушки безопасности» в текущей стратегии компании. Эффект оказался нелинейным: комбинированное влияние факторов, особенно тарифного сжатия и падения объемов, создало синергию убытков, которую не компенсируют даже радикальные меры оптимизации затрат.

В качестве рекомендаций можно выделить:

- Создать антикризисного резерва для компенсации рисков.
- Диверсифицировать доходы, по данным за 2024 год, структура выручки выглядит следующим образом – от передачи электроэнергии 88,4%, от технологического присоединения 9,6% и от нетарифных услуг 2% [28].

Защита бюджета цифровизации как инструмент снижения операционных затрат.

Следующим шагом рассчитаем зависимую переменную для базового сценария сроком до 2027 года и представим результаты в таблице 2.18.

Таблица 2.18. Изменение показателей деятельности ПАО «Россети Ленэнерго» согласно базовому сценарию 2024-2027 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
2024	122657	11740	34452	3681,7	2,991
2025	127656,501	12327	35141,04	3939,419	3,11064
2026	135438,269	12943,35	35843,8608	4215,17833	3,235066
2027	143486,917	13590,5175	36560,73802	4510,240813	3,364468

Источник: составлено автором.

Реализация базового сценария подтверждает стабильный, но умеренный рост выручки на 16% за период. Этот результат отражает консервативную реализацию текущей стратегии при сохранении рыночных и регуляторных трендов. Однако 16% рост маскирует структурные слабости, а именно:

- Доля нетарифных доходов сократилась до 4,8%.
- Отношение выручки к затратам на реализацию программы цифровой трансформации снижается в среднем на 1,5% год к году, что означает, что в каждом новом году 1 рубль затрат на цифровизацию будет генерировать все меньше и меньше выручки.

Также 16% сигнализируют о приближении к структурному барьеру, таковым может выступить приближение насыщения от деятельности по ТП и, как следствие, достижение потолка в объеме передачи электроэнергии.

В таблице 2.19. представим зависимую переменную для оптимистичного сценария сроком до 2027 года.

Таблица 2.19. Изменение показателей деятельности ПАО «Россети Ленэнерго» согласно оптимистичному сценарию 2024-2027 гг.

Год	Выручка, млн. руб.	Выручка от деятельности по ТП, млн. руб	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности, млн. кВт-ч	Расходы на реализацию программы цифровой трансформации, млн. руб	Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./кВт.ч
2024	122657	11740	34452	3681,7	2,991
2025	139808,259	14088	36863,64	4602,125	3,20037
2026	147971,125	14792,4	37600,9128	4924,27375	3,328385
2027	156414,731	15532,02	38352,93106	5268,972913	3,46152

Источник: составлено автором.

Моделирование оптимистичного сценария выявило потенциал существенного ускорения роста – прирост выручки на 27%. Этот результат демонстрирует возможность превышения отраслевых стандартов при реализации комплекса управляемых факторов без экстремальных изменений внешней среды.

- Для достижения подобных показателей требуется исполнение некоторых условий:

- Инициирование изменений в ФЗ №35 «Об электроэнергетике» в части разрешения «цифровой надбавки» [121].

- Привлечение инвестиций в отрасль.

- Удержание ключевых специалистов для выполнения цифровой трансформации.

Изменение зависимого показателя с учетом сценарных развитий представим на рисунке 2.13.

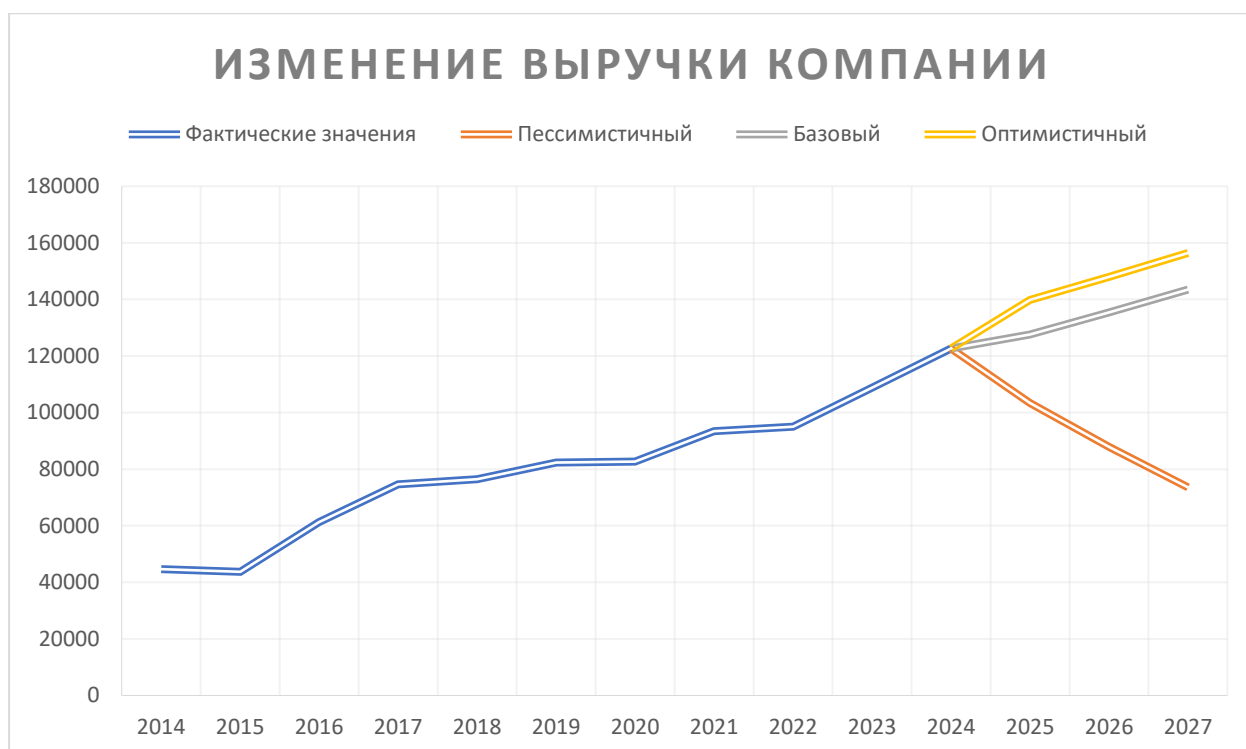


Рисунок 2.13. Изменения выручки ПАО «Россети Ленэнерго» с учетом сценарных развитий 2014-2027, млн. рублей.

Источник: составлено автором.

Стоит отметить различие в итоговом зависимом показателе за 2027 для обоих вариантов – отношение оптимистичного варианта к базовому в первом варианте 30%, а во втором 9%. Данное различие при моделировании указывает на необходимость не просто оперировать статистическими данными и полученными результатами, а грамотно интерпретировать их. В результате это приведет к грамотным управленческим решениям и более точным результатам деятельности.

Подводя итог можно сказать, что внедрение эконометрических моделей для прогнозирования выручки электросетевых компаний является критически важным шагом в повышении точности оценки экономической эффективности. Традиционные методы, основанные на экстраполяции исторических данных или нормативных затратах, не учитывают комплексное влияние показателей:

- Выручка от деятельности по ТП.
- Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности.

- Расходы на реализацию программы цифровой трансформации.
- Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии.

Без таких инструментов неизбежны системные ошибки:

- Завышение плановой выручки приводит к необоснованному завышению тарифов;
- Занижение приводит к дефициту инвестиций в модернизацию сетей и рост аварийности.

Таким образом, переход к эконометрическому прогнозированию — не просто техническое усовершенствование, а условие финансовой устойчивости сетевого комплекса и справедливости тарифообразования. Реализация требует актуализации нормативной базы и создания отраслевых стандартов по верификации моделей, о чем было и будет сказано.

Выводы ко второй главе.

1. Систематизированы факторы развития электроэнергетической отрасли. Выявлена иерархия факторов, определяющих экономическую эффективность электроэнергетики России: доминирующая роль технических факторов, таких как внедрение Smart Grid, цифровизация сетей и рост доли ВИЭ; влияние регуляторных условий тарифной политики и углеродного регулирования; значимость геополитической обстановки.

2. Разработана эконометрическая модель расчета экономической эффективности электроэнергетики России в результате поэтапного определения и обоснования показателей, сбора данных, построения и описания, а также доказательства состоятельности.

3. На основе представленной модели проведен сценарный анализ для двух электросетевых компаний, которые охватывают большую часть европейской территории России ПАО «Россети Центр и Приволжье» и ПАО «Россети Ленэнерго». Смоделированы условия для трех различных сценариев развития на период 2025–2027 гг. Проведено сравнение и описание отличий влияния независимых показателей на итоговый зависимый показатель.

Глава 3. Разработка инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики Российской Федерации.

3.1. Адаптация инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России

В рамках исследовательских задач для выделения и описания закономерной связи факторов, влияющих на инвестиционную эффективность, предлагается использовать новый подход, адаптированный под современные условия.

Новый подход, адаптированная через экспертные веса факторов, позволяет количественно оценить эффективность инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики. Ключевой императив – перенос фокуса с наращивания «инвестиционных усилий» на минимизацию барьеров через технологические и регуляторные инновации.



Рисунок 3.1. Схема нового подхода с использованием метода экспертной оценки

Источник: составлено автором.

В рамках комплексного подхода к разработке инструмента повышения экономической эффективности электроэнергетики России следует определить методологическую часть.

Методология экспертной оценки — это систематизированный подход к получению, анализу и интерпретации суждений квалифицированных специалистов для решения сложных задач, где недостаточно объективных данных или требуется учет качественных факторов. В контексте диссертационного исследования этот метод незаменим.

Ключевыми аспектами методологии являются:

1. Цель и эксперты.

Цель определена как получение количественной оценки представленных показателей.

Экспертами выступают лица с глубокими знаниями в предметной области: экономика топливно-энергетического комплекса, электроэнергетика и цифровизация.

2. Выбор метода сбора данных.

Для получения количественной оценки выбрано анкетирование экспертов. Стандартизированная анкета с подготовленными вопросами.

3. Проведение экспертной оценки.

Критерии и подбор экспертов. Опыт работы в отрасли не менее 5 лет. Необходимым минимумом для формирования итогового результата считается 31 заполненная анкета.

4. Обработка результатов.

Выполняется с использованием стандартизированных формул, адаптированных под контекст оценки.

5. Оценка результатов.

Производится путем сравнения полученного результата с, принятым за эталонный, параметром.

В целях определения количественной оценки эффективности инвестиционной политики в электроэнергетической отрасли нужно воспользоваться структурно-математической аналогией, позволяющей перевести экономические категории на язык взаимосвязанных системных переменных.

Для достижения данной цели необходимо закрепить ключевые отношения – результирующая эффективность инвестиционной политики прямо пропорциональна прилагаемым усилиям и обратно пропорциональна возникающим барьерам при ее реализации, а также современным специфическим факторам внешней среды.

Таким образом, новый подход наглядно демонстрирует, что инвестиционный процесс – это система, зависящая от контролируемых и неконтролируемых параметров.

В таблице 3.1. представим параметры для использования нового подхода.

Таблица 3.1. Параметры для использования нового подхода как инструмента оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики

Параметр	Смысл параметра	Экономический эквивалент
Ef	Эффективность инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики	Конечная результативность инвестиций в отрасль
Us	Инвестиционные усилия	Общий объем доступных инвестиционных ресурсов (собственные средства компании, государственные субсидии, льготные кредиты и т.д.)
Ris	Барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики	Внутренние барьеры реализации инвестиций: <ul style="list-style-type: none"> • Нормативно-правовые (сложные процедуры согласований, неясное законодательство, длительные сроки получения разрешений). • Инфраструктурные (ограниченные мощности сетей для подключения новых объектов, износ существующей инфраструктуры). • Рыночные (неопределенность спроса, ценовые риски, конкуренция).
Xp	Специфический фактор внешней среды	Динамические барьеры реализации инвестиций: <ul style="list-style-type: none"> • Мобилизационная экономика. • Санкции недружественных стран. • Цифровизация электроэнергетики.

Источник: составлено автором.

Использование нового подхода в качестве экономико-математической метафоры и концептуальной модели для оценки эффективности инвестиционной политики в электроэнергетике является научно обоснованным и ценным инструментом. Оно:

1. Систематизирует ключевые факторы влияния (ресурсы, барьеры, внутренние потери/риски);
2. наглядно демонстрирует их взаимозависимость и влияние на результат;

3. акцентирует внимание на важности минимизации не только внешних барьеров, но и внутренних, связанных с реализацией инвестиций;

4. стимулирует количественную оценку и сценарный анализ факторов;

5. предоставляет основу для обоснования направлений государственной и корпоративной политики, направленной на повышение эффективности путем работы со всеми тремя компонентами формулы.

Хотя модель является упрощением реальности и требует осторожности при квантификации, ее концептуальная стройность и наглядность делают ее мощным инструментом для анализа, коммуникации и принятия решений в сфере инвестиций в электроэнергетику.

В соответствии с принятыми определениями формула нового подхода будет выглядеть следующим образом:

$$Ef = \frac{Us}{Ris + Xp} \quad (3.1)$$

Где

Ef – эффективность инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики;

Us – инвестиционные усилия;

Ris – барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики;

Xp – специфический фактор внешней среды.

Далее представим расчёт показателей и наполненность таблицы для анкетирования.

Составляется анкета, в которой предлагается оценить в баллах влияние каждого показателя на эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики от 1 до 100 баллов, где 1 показывает низкое влияние, а 100 очень высокое. Часть анкеты для оценки составляющих специфического фактора внешней среды представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Часть анкеты для оценки составляющих специфического фактора внешней среды

Составляющие фактора	Оценка по шкале от 1 до 100
Мобилизационная экономика, $xр_1$	
Санкции недружественных стран, $xр_2$	
Цифровизация электроэнергетики, $xр_3$	

Источник: составлено автором.

Показатель по каждой составляющей специфического фактора рассчитывается как среднее арифметическое согласно формуле 3.2.

$$xр_{1,2,3} = \frac{\sum_{i=1}^n \varepsilon_{сфi}}{n} \quad (3.2)$$

Где

$xр_{1,2,3}$ – показатели составляющих специфического фактора;

$\varepsilon_{сфi}$ – это оценка i-го эксперта от 1 до 100;

n – количество экспертов, принявших участие в заполнении анкеты.

Результирующий специфический фактор внешней среды определяются путем перевода показателей в коэффициент как среднее арифметическое по формуле 3.3.

$$Xр = \frac{xр_1 + xр_2 + xр_3}{300} \quad (3.3)$$

Вторая часть анкеты для оценки оставшихся величин представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Часть анкеты для оценки Us и Ris

Величины	Оценка по шкале от 1 до 100
Инвестиционное «напряжение», us	
Барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики, ris	

Источник: составлено автором.

Показатели рассчитываются согласно формулам 3.4 и 3.5.

$$us = \frac{\sum_{i=1}^n \varepsilon_{ui}}{n} \quad (3.4)$$

$$ris = \frac{\sum_{i=1}^n \varepsilon_{ri}}{n} \quad (3.5)$$

Где

us – показатель инвестиционного «напряжения»;

ris – показатель барьеров, возникающих в отношении реализации инвестиционной политики;

ε_{ei} и ε_{ri} – это оценки i -го эксперта от 1 до 100 для соответствующих величин;

n – количество экспертов, принявших участие в заполнении анкеты.

Результирующие величины определяются путем перевода показателей в коэффициент делением на 100 по формулам 3.6 и 3.7.

$$Us = \frac{us}{100} \quad (3.6)$$

$$Ris = \frac{ris}{100} \quad (3.7)$$

Полное оформление анкеты для заполнения экспертами представлено в приложении 1.

Для определения шкалы оценки результирующего показателя было проведено моделирование 50 случаев с использованием случайного заполнения значений показателей, результат распределения оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики представим на рисунке 3.2.

В таблице 3.4. представлены численные результаты распределения в процентном отношении к общему числу моделирований.

Таблица 3.4. Численные результаты распределения

Пределы значений результирующего показателя	Процент результатов, попавших в пределы от общего числа
От 0,005 до 0,4 включая	8%
От 0,4 до 0,5 включая	32%
От 0,5 до 0,6 включая	52%
Более 0,6	8%

Источник: составлено автором.

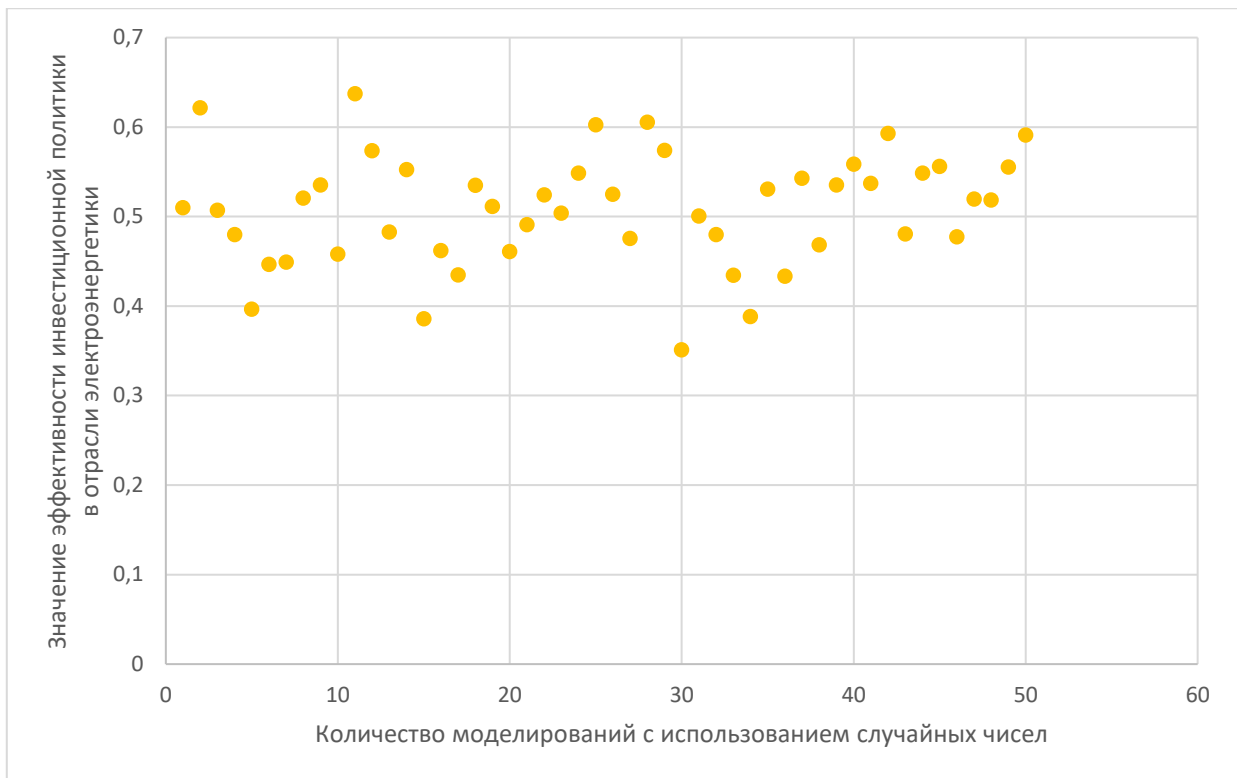


Рисунок 3.2. Распределения оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики в результате моделирования

Источник: составлено автором.

На основании проведенного моделирования и распределения результатов выделим следующие метрики шкалы оценки в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Шкала оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики

Пределы значений результирующего показателя	Оценка эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики в регионе
От 0,005 до 0,4 включая	Неудовлетворительно
От 0,4 до 0,5 включая	Удовлетворительно
От 0,5 до 0,6 включая	Хорошо
Более 0,6	Отлично

Источник: составлено автором.

Результаты апробирования нового подхода оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики среди сотрудников ПАО «Россети Московский регион» представлены на рисунках 3.3-3.5.

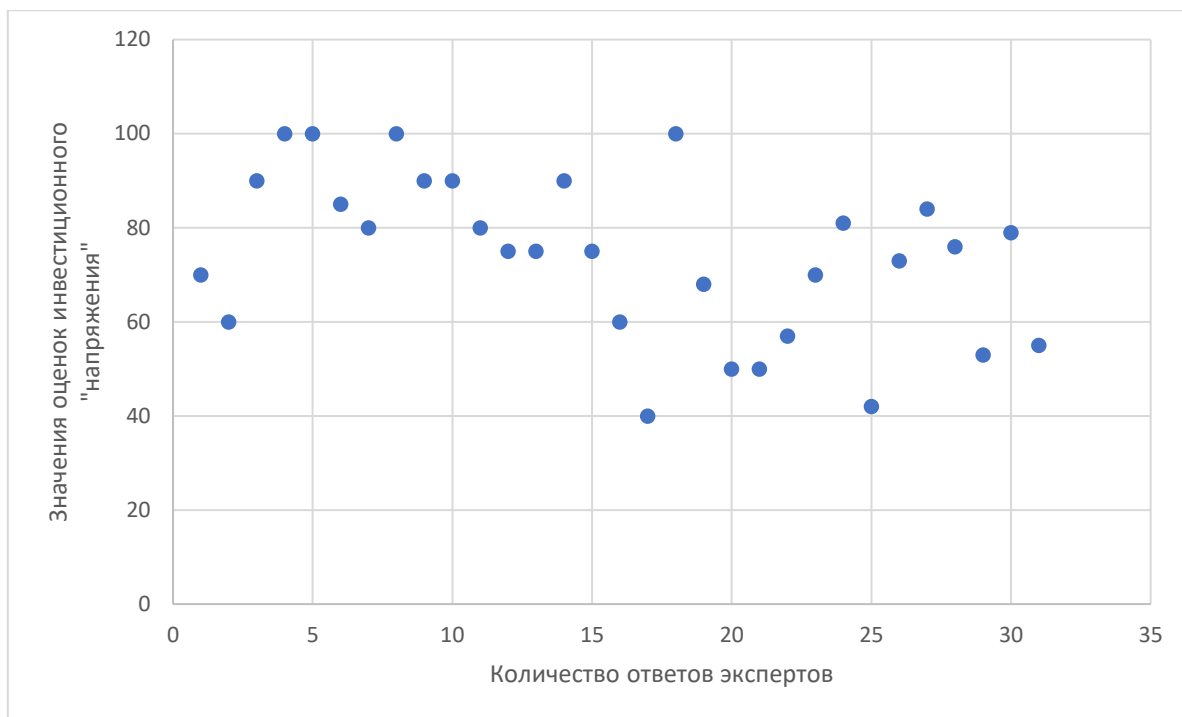


Рисунок 3.3. Значения оценок инвестиционных усилий в результате апробирования нового подхода

Источник: составлено автором.

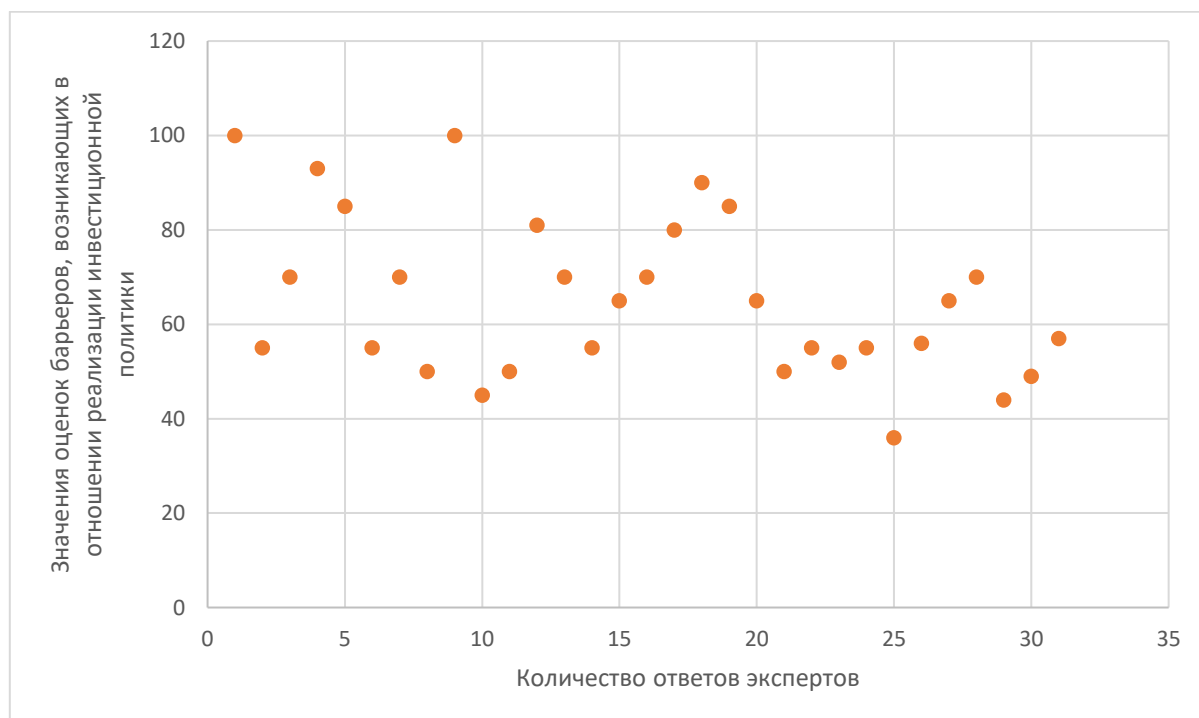


Рисунок 3.4. Значения оценок барьеров, возникающих в отношении реализации инвестиционной политики в результате апробирования нового подхода

Источник: составлено автором.

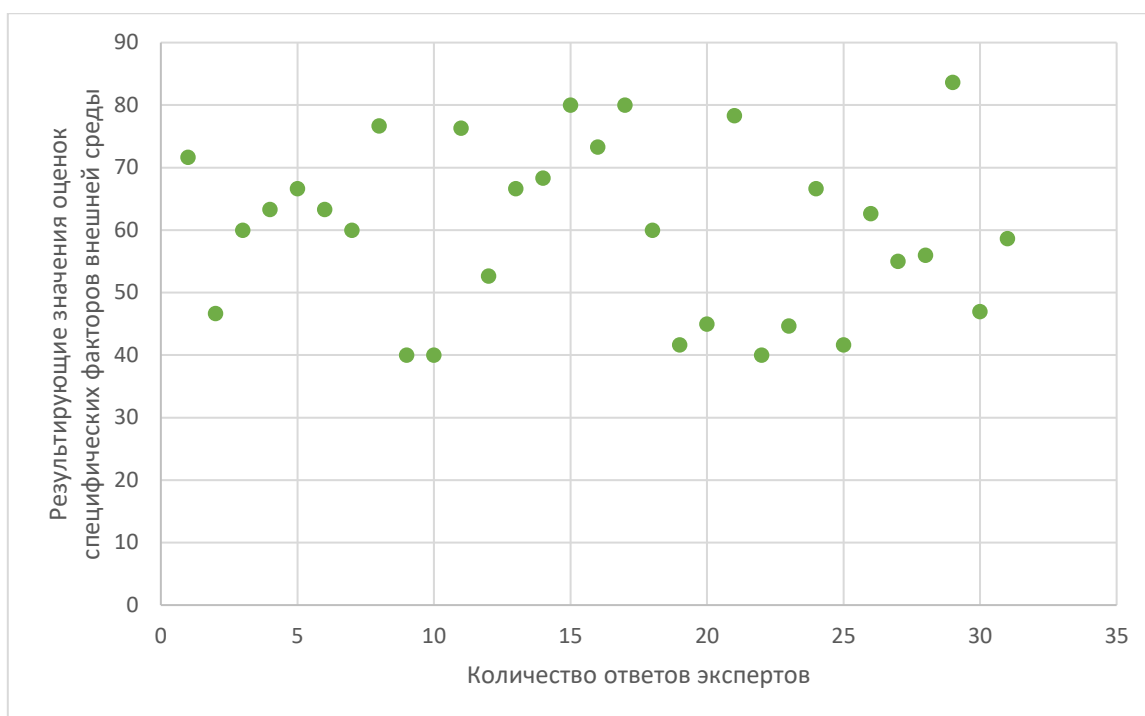


Рисунок 3.5. Результирующие значения оценок специфических факторов внешней среды в результате апробирования нового подхода

Источник: составлено автором.

По итогам проведенной апробации среди 31 эксперта ПАО «Россети Московский регион» и обработки результатов определено, что среднее значение параметров составляет: инвестиционные усилия 74,12903; барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики 65,25806; результирующее значение специфического фактора внешней среды 60,21505. Значение эффективности инвестиционной политике в Московском регионе составляет 0,59079, что соответствует величине «Хорошо» согласно разработанной шкале оценок. Результаты заполнения анкет экспертами представлены в приложении 2.

Следует отметить, что использование инструмента предполагает прохождение оценки в как можно большем числе отраслевых компаний для более точного результата.

Представленный инструмент возможно использовать, например, как один из показателей при составлении Национального рейтинга состояния инвестиционного климата в субъектах Российской Федерации, результаты

которого ежегодно публикует Агентство стратегических инициатив в рамках Петербургского международного экономического форума. В настоящее время в методологии формирования рейтинга отсутствует подобный показатель, способный увязать представленные факторы [92].

Инновации и цифровизация экономики способствуют развитию всех отраслей и сфер деятельности, в том числе предприятий электроэнергетики.

В целях определения инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России рассмотрим подходы к определению понятия «экономическая эффективность», на основе которого дадим собственную трактовку понятия «экономическая эффективность электроэнергетики».

Особое внимание понятию «эффективность» было уделено в работах У. Петти (1623 – 1687), Ф. Кенэ (1694 - 1774), Д. Риккардо (1772 – 1823), Ф. Тейлора (1856 - 1915), Г. Эмерсон (1853-1931) и многих других исследователей. В классическом понимании «эффективность» многие авторы рассматривают как результат усилий или средств, затраченных кем-либо, будь то человек, хозяйствующий субъект или государственный орган.

Экономисты и исследователи в настоящее время не могут четко определить, кто является основоположником понятия «эффективность». Одни считают, что впервые это понятие дал Д. Рикардо, другие выдвигают гипотезу, что термин «эффективность» как экономическая категория принадлежит В Парето. Следует выделить несколько этапов развития категории эффективность в науке на разных этапах от этапа формирования классической экономической теории и до современного периода использования неинституционального подхода.

Рассмотрим подходы авторов к определению категории понятия «эффективность» в Таблице 3.6.

Таблица 3.6. Подходы авторов к определению категории понятия «эффективность»

Авторы	Содержание подхода
--------	--------------------

Д. Риккардо	Эффективность - это отношение результата к затратам. Чем менее долговечен капитал, тем большего затрат труда необходимо приложить для сохранения первоначальной эффективности. Эффективность приобретает экономическую направленность.
Г. Эмерсон	Эффективность зависит от качества выполненных функций в системе управления. Расширяется значение эффективности.
В. Парето	Эффективность - это состояние системы, при котором невозможно улучшить состояние каких-либо ее элементов, чтобы не ухудшить других ее элементов
П. Друкер	Эффективность - это равновесие между всеми факторами производства - обеспечивает наибольшую отдачу при наименьших усилиях.
М. Мескон, М. Альберт и Ф. Хедоури	Эффективность - это рыночная стоимость произведенной продукции, деленная на суммарные затраты ресурсов организации
П. Дойл, П. Стерн	Эффективность связана с удовлетворением нужд потребителей и является внешним показателем, в то время как производительность описывает соотношение результата и внутренних затрат
К.Р. Макконелл, С.Л. Брю	Эффективность – это производство продукта определенной стоимости при наименьших затратах ресурсов; достижение наибольшего объема производства с применением ресурсов определенной стоимости
М. Ротбард	Эффективность не имеет смысла вне контекста преследования специфических целей
Дж. Ван Гиг	Эффективность - степень достижения ряда целей

Источник: составлено автором на основе [140, 141, 143, 147, 149].

Подводя итог анализа подходов авторов в научной среде категории «эффективность» следует отметить, что и сегодня это понятие остается наиболее обсуждаемо.

Тем не менее экономическая эффективность определяется результативностью деятельности компании как отношение прибыли предприятия к затратам на производство товаров и услуг. Поэтому основной задачей предприятий является повышение экономической эффективности производства за счет оптимизации затрат на производство. Понятие «экономическая эффективность электроэнергетики» рассматривается в научной среде недостаточно, поэтому оно требует корректировки. Исходя из этого следует, что «экономическая эффективность электроэнергетики» - это

выгодная продажа электроэнергии при снижении и оптимизации затрат на ее производство и передачу потребителю.

В промышленности произошли серьезные изменения в области автоматизации и цифровой трансформации, которые стали следствием событий 2022 года. В ближайшем будущем процессы, связанные с ТЭК и смежными отраслями, будут играть решающую роль в развитии этого сектора экономики, что является очевидным фактом.

Развитие базовых технологий и полное импортозамещение стали приоритетными направлениями в отрасли. В области специализированного программного обеспечения значительно возросли инвестиции в его создание. Решения интернет-вещей широко внедрялись в производственную сферу, разрабатывались и совершенствовались системы управления.

Развитие параллельного ввоза стало временной мерой из-за ухода западных производителей с рынка. Каналы поставок программного обеспечения и оборудования стали относительно стабильными.

В рамках цифровой трансформации ТЭК необходимо изучение способов улучшения работы компаний за счет применения современных управленческих IT-решений, проведение анализа аспектов функционирования современной рыночной экономики, определение путей улучшения инвестиционного потенциала компаний, изучение влияния стратегического маркетинга на оптимизацию управленческих процессов и определения финансовой надежности [115].

В России в сфере цифровой трансформации ТЭК произошли более значимые изменения, связанные с созданием внутренних технологических площадок и развитием цифровой инфраструктуры на протяжении 2023 года.

Автоматизация процессов и улучшение эффективности благодаря облачным технологиям — это новые приоритетные направления. Для совместной работы над сложными специализированными программными решениями активно создаются консорциумы.

Возникающие проблемы принято различать по степени их структуризации: ясности, осознанности их постановки, степени их детализации и конкретизации, соотношению количественных и качественных факторов. Учитывая это, выделяют три класса проблем: 1) четко и количественно структурированные; 2) неструктурированные, или качественные проблемы; 3) смешанные проблемы [52].

В настоящее время рынок труда испытывает недостаток в специалистах, в том числе в сфере функционирования и обслуживания цифровой инфраструктуры, что способствует принятию решений по привлечению таких специалистов в отрасль ИТ.

Процессное управление в вопросах подготовки кадров для выполнения задач в рамках проекта предлагает Л.А. Федорова [125].

Отметим, с какими трудностями сталкиваются компании ТЭК:

- Несовместимые с современными цифровыми системами технологии и оборудование, используемые на производстве.
- Проекты модернизации и перевода существующих процессов в новое оборудование затрудняются из-за требований к непрерывности производства.
- Для создания новых систем необходимы значительные финансовые, аппаратные и иные ресурсы.
- Для системного решения возникающих проблем требуется значительное время.

В рамках исследовательских задач и актуальности цифровой трансформации в отрасли представим адаптационную схему цифровой трансформации электроэнергетики России. Для этого опишем составляющие схемы.

Ядром схемы будет выступать субъектно-ориентированная модель с пересмотром функций.

1. Функциональные характеристики участников схемы.

Государственные органы в лице Министерства энергетики и Федеральной антимонопольной службы выступают в качестве создателей «цифровых регуляторных песочниц». Новыми функциями являются: внедрение экспериментальных правовых режимов с целью апробирования инноваций без нарушения законодательства, а также разработка цифрового RAB-тарифа, который будет включать в себя коэффициент компенсации затрат на AI-платформы [1].

Отличие от традиционной модели заключается в переходе от точечного контроля к стимулированию сквозных технологий [127].

Новыми функциями системного оператора в лице АО «СО ЕЭС» являются: создание цифровых двойников региональных энергосистем с целью моделирования аварийных ситуаций и поддержанием оптимального режима, а также внедрение CIM-стандартов для унификации данных от генерации до диспетчеризации [1, 138].

Новыми функциями сетевых организаций в лице ПАО «Россети» и ее ДЗО являются: внедрение инфраструктурной платформы РС-20 для интеграции IT-систем на базе CIM, обеспечивающей однократный ввод данных и сквозную аналитику, а также реализацию «умных контрактов» для автоматизации технологического присоединения потребителей к электрическим сетям с целью сокращения реальных сроков [1, 49, 137].

Новыми функциями компаний по производству электроэнергии и потребителей являются: внедрение цифровых энергообъектов, выдающих избыток электроэнергии в сеть, а также создание динамических тарифов, корректирующих нагрузку в реальном времени на основе данных трех миллионов умных счетчиков, установленных ДЗО ПАО «Россети» [125].

2. Институциональные адаптационные механизмы.

В рамках технологического суверенитета предлагается использование импортозамещающей платформы EKF AV Power в целях замены иностранных ПЛК, датчиков, ИБП российскими аналогами с применением протокола

Modbus, а также локализации производства электротехнической продукции, такой как рубильники и вакуумные выключатели [81].

В рамках нормативно-методической адаптации предполагается актуализация должностных инструкций сотрудников при внедрении цифровых решений в соответствии с требованием Министерства энергетики, а также разработка отраслевых СИМ-стандартов для процессов, таких как диспетчеризация по заявкам и ремонтные графики [1, 138].

3. Примеры внедрения.

Технологическое присоединение ГТЭС «Лукойл» через цифровую подстанцию 110 кВ «Союз» позволило бесперебойно передавать в электросеть Березниковско-Соликамского узла 16 МВт мощности [127].

Внедрение СИМ-стандартов для системного оператора в 2024 году позволило автоматизировать сбор данных для диспетчеризации и в результате повысить скорость обновления технологических параметров [137].

Применение инструментов 3D-проектирования площадок для Главгосэкспертизы для сокращения сроков разработки месторождений [127].

4. Критические риски и меры по их компенсации.

Утечку ИТ-специалистов из отрасли возможно компенсировать созданием отраслевого центра компетенций «Электроэнергетика» в соответствии с инициативой ПАО «Россети» [1].

Актуальный риск киберугроз в отрасли возможно компенсировать внедрением квантового шифрования в рамках дорожной карты 2024-2030 гг. Минцифры 2024-2030 гг. [127].

Технологическую зависимость возможно компенсировать за счет партнерства с «Росатомом» по сквозным технологиям «Новые производственные решения» [127].

5. Экономико-управленческие эффекты.

Представим экономико-управленческие эффекты в традиционной модели и в адаптационной схеме в таблице 3.7.

Таблица 3.7. Экономико-управленческие эффекты в традиционной модели и в адапционной схеме

Параметр	Традиционная модель	Адаптивная схема
Окупаемость цифровых проектов	7-10 лет	3-5 лет [127]
Снижение операционных затрат	5-8%	18-25% [49]
Управление активами	Ручной аудит	AI-прогноз [81]

Источник: составлено автором.

На рисунке 3.6. представим адапционную схему цифровой трансформации.

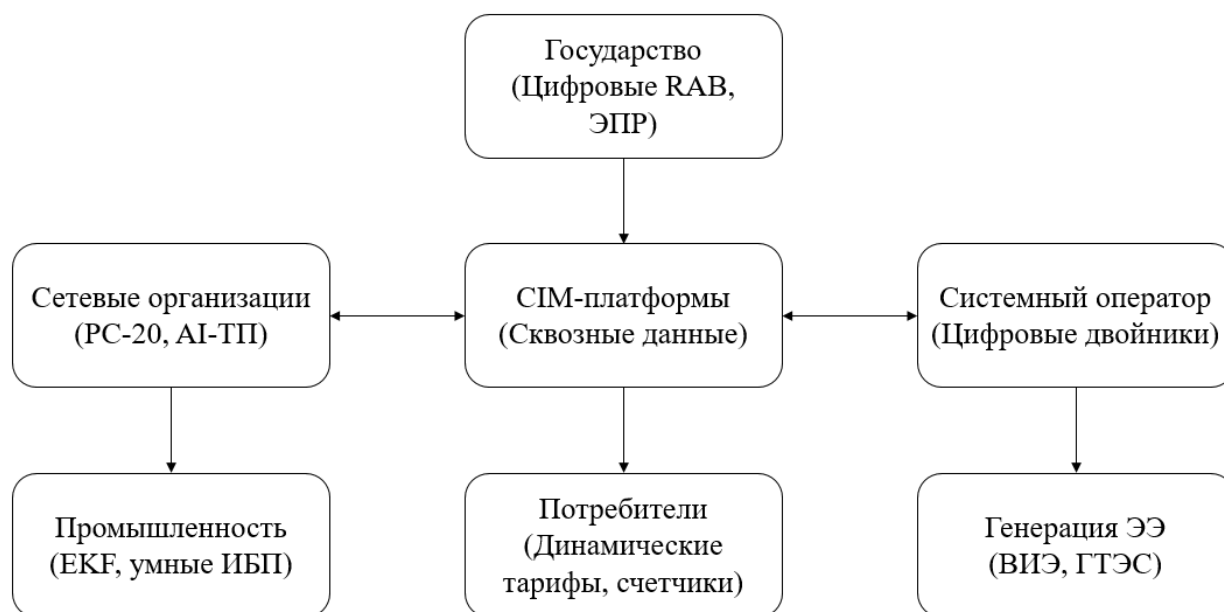


Рисунок 3.6. Адапционная схема цифровой трансформации

Источник: составлено автором.

Предложенная схема трансформирует электроэнергетическую отрасль России из «инфраструктурного оператора» в «цифрового интегратора энергоуслуг» за счет:

- Функционального перераспределения ролей – государственные органы как регуляторы «песочниц», сетевые организации как платформы.
- Внедрения СИМ как языка отраслевой цифровой конвергенции.
- Механизмов технологического суверенитета.

3.2. Формирование системы оценки инструментов повышения экономической эффективности

Электроэнергетика выступает одной из наиболее важных отраслей, оказывающих влияние на развитие экономики страны и ее территорий. В этой связи важно применять инструменты оценки экономической эффективности электроэнергетики, отражающие состояние электроэнергетике и экономики с учетом прошлых периодов.

Эффективность в электроэнергетике зависит от множества аспектов, включая организационную модель отрасли, объем привлеченных инвестиций, степень инновационной подготовленности, а также характеристики и состав ресурсов, задействованных в производственном процессе (вид топлива, профессиональный опыт персонала и прочие). Для получения полной картины состояния отрасли важно проанализировать разнообразные факторы её успешности, включая технологические, финансовые и прочие параметры.

Существующие метрики не отображают влияние изменяющихся факторов, а также появление и следствия «черных лебедей». Можно сказать, что не существует показателя, который в полной мере отображает влияние всех возможных параметров. В стремлении совершенствовать и разрабатывать новые системы и решения заключается желание добиться объективного взгляда на процессы в той или иной области деятельности человека.

В качестве примера можно привести ситуацию вокруг гипотезы Пуанкаре, одной из семи величайших математических загадок тысячелетия. Гипотеза была сформулирована еще в 1904 году французским математиком, физиком, астрономом и философом Анри Пуанкаре, однако ее доказательство заняло практически сто лет, лишь в начале 2000-х годов российский математик Григорий Перельман в серии статей смог доказать ее [16]. При доказательстве гипотезы Григорий Перельман использовал такой инструмент как Поток Риччи, который был введен Ричардом Гамильтоном в 1980-х годах [148]. В

результате использования инструмент был усовершенствован Перельманов, так как в первоначальном виде не мог подтвердить гипотезу полностью.

В условиях структурных изменений в ТЭК России разработка адаптированных оценочных систем становится научной необходимостью. Так же, как и Григорий Перельман усовершенствовал Поток Риччи, нужно усовершенствовать и актуализировать систему оценки инструментов повышения экономической эффективности.

При формировании авторской системы оценки инструментов повышения экономической эффективности (АСОИПЭЭ) следует установить условия, которым она должна соответствовать:

1. Оперативная оценка без больших баз данных.
2. Визуальная наглядность с цветовой схемой «КРАСНЫЙ», «ЖЕЛТЫЙ» и «ЗЕЛЕНый».
3. Учет российских реалий в части климата, санкций и законов.

Система состоит из трех критериев и итогового решения об эффективности.

Критерий 1. Окупаемость.

В простой формуле расчета срока окупаемости представлены такие понятия как: инвестиционные затраты и ежегодный денежный поток от реализации. Вид представлен в формуле 3.8.

$$PP = \frac{\sum_{i=1}^n I_i}{\sum_{i=1}^n CF_i} \quad (3.8)$$

Где

CF_i – ежегодный денежный поток от реализации;

I_i – инвестиционные затраты;

n – общее число этапов реализации.

Более точный характер несет формула окупаемости с учетом ставки дисконтирования:

$$DPP = \frac{\sum_{l=1}^n \frac{I_l}{(1+i)^l}}{\sum_{l=1}^n \frac{CF_l}{(1+i)^l}} \quad (3.9)$$

Где

CF_l – ежегодный денежный поток от реализации;

I_l – инвестиционные затраты;

n – общее число этапов реализации;

i – норма дисконта.

В рамках системы используется уточненная формула 3.10.

$$\text{Срок окупаемости} = \frac{\sum_{l=1}^n \frac{\text{Затраты}_l - \text{Льготы}_l}{(1+i)^l}}{\sum_{l=1}^n \frac{\text{Экономия}_l + \text{Дополнительный доход}_l}{(1+i)^l}} \quad (3.10)$$

Для соответствия условиям, представим в таблице 3.8. категории и что включено в них:

Таблица 3.8. Категории формулы расчета срока окупаемости и составляющие

Категория	Составляющие	Пример адаптации для России
Затраты	Оборудование, в том числе по импортозамещению. Монтаж. Обучение. Иные денежные затраты.	Солнечные панели Хавел и российские инверторы
Льготы	Субсидии Министерства Энергетики. Налоговые каникулы. Льготное кредитование.	До 40% стоимости ВИЭ-проектов
Экономия	Снижение потерь электроэнергии. Сокращение расходов на топливо. Уменьшение экологических и регуляторных штрафов.	Замена оборудования
Дополнительный доход	Продажа избыточной электроэнергии. Получение зеленых сертификатов.	Сниженный тариф для СЭС в южных регионах страны

Источник: составлено автором.

В целях корректного применения во всех регионах России следует выделить поправочные коэффициенты для факторов с обоснованием.

Таблица 3.9. Поправочные коэффициенты для регионов России,
Критерий 1

Фактор	Коэффициент	Обоснование
Дальний Восток и (или) Арктическая часть	1,3-1,7*	Возрастание логистических издержек и необходимость привлекать специализированную технику
Санкционная зона	1,2-1,5**	Необходимость учета рисков срыва поставок импортного оборудования
Территория опережающего развития (ТОР)	0,8	Применение льгот в соответствии с ФЗ 473 [120]
Критические износ оборудования	0,7	Приоритет замены

Источник: составлено автором.

*чем дальше территориально находится объект от необходимой инфраструктуры, тем больше будет коэффициент. Для территории России не относящейся к ТОР, дальнему Востоку и Арктике коэффициент равен 1.

**чем больше санкции недружественных стран влияют на оборудование, технические решения, информационные системы и т.д. при реализации конкретного инструмента, тем больше будет коэффициент.

Итоговое значение срока окупаемости рассчитывается из значений уточненной формулы срока окупаемости 3.13 и поправочных коэффициентов согласно таблице 3.9:

$$ИСО = СО \times K_{\text{региона}} \times K_{\text{риски}} \quad (3.11)$$

Где

ИСО – итоговый срок окупаемости, год (мес.);

СО – срок окупаемости год (мес.);

$K_{\text{региона}}$ – поправочный коэффициент для региона по таблице 3.9;

$K_{\text{риски}}$ – поправочный коэффициент для рисков.

Следующим шагом определим правила интерпретации результатов в виде графика принятия решения для Критерия 1 на рисунке 3.7.

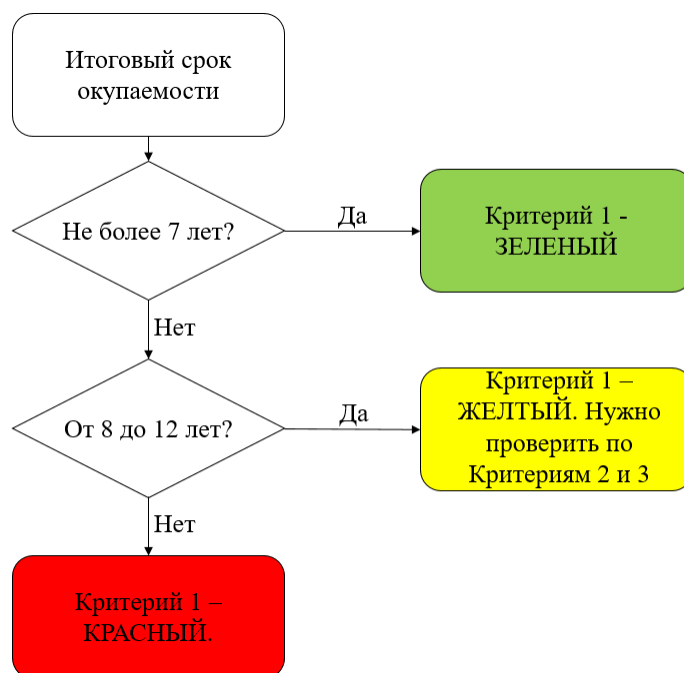


Рисунок 3.7. Интерпретация результатов Критерия 1 в виде графика принятия решения

Источник: составлено автором.

Критерий 2. Эффект для потребителей.

Представленный критерий оценивает, как инструмент повлияет на конечного потребителя – население и бизнес.

Укажем в таблице 3.10. метрики оценки для каждой категории показателей: тарифы, надежность, качество электроэнергии и доступность.

Таблица 3.10. Категории и их метрики

Категория	Метрика
Тарифы	Разница среднего тарифа для группы потребителей
Надежность	Показатель SAIDI Показатель SAIFI
Качество электроэнергии	Отклонение напряжения в % Отклонение частоты в % Гармонические искажения
Доступность	Присоединение новых объектов к сетям электроснабжения Ликвидация дефицита мощности

Источник: составлено автором.

Следующим шагом опишем изменение эффекта для населения при изменении тарифов, для этого воспользуемся относительным изменением тарифов в процентах.

$$\text{Эффект}_{\text{население}} = \frac{\text{Тариф}_{\text{до}} - \text{Тариф}_{\text{после}}}{\text{Тариф}_{\text{до}}} \times 100\% \quad (3.12)$$

Данная формула будет отображать, на сколько уменьшится или увеличится тариф после изменения относительно его исходного значения.

Для определения эффекта у предприятий или бизнеса при изменении значений SAIDI и качества воспользуемся формулой 3.13.

$$\text{Эффект}_{\text{предприятия}} = \Delta SAIDI \times \text{СП} + \Delta \text{Качество} \times \text{Ущерб} \quad (3.13)$$

Где

SAIDI – время отключения электроэнергии, час.;

СП – стоимость простоя вследствие отключения электроэнергии руб./час.;

Качество – отклонение напряжения и частоты от нормативных значений в результате которого происходит поломка оборудования, %;

Ущерб – как количество оборудования, пострадавшего от некачественной электроэнергии, шт.

Следует отметить, что в случае отключения электроэнергии параметр качество становится равным нулю и, таким образом, в расчете принимает участие только SAIDI и стоимость простоя. При ухудшении или улучшении качества соответственно параметр SAIDI становится равным нулю, так как не происходит непосредственного отключения электроэнергии.

В зависимости от изменений SAIDI и качества эффект будет принимать положительное или отрицательное значение, что будет сигнализировать о благоприятном или негативном эффекте для потребителей.

В целях корректного применения во всех регионах России следует выделить поправочные коэффициенты с обоснованием.

Таблица 3.11. Поправочные коэффициенты для регионов России, Критерий 2

Регион	Коэффициент	Обоснование
Арктика	1,7	Высокая стоимость жизни и критическая зависимость от дизельного топлива
Моногорода (город-предприятие)	1,5	Возможные риски социального напряжения

Курортные города (Сочи)	1,3	Улучшенное качество для туристов
Крупные города	1,0	Стандарт

Источник: составлено автором.

Итоговое значение эффекта для потребителей рассчитывается с учетом значений формул 3.12 и 3.13 и поправочного коэффициента из таблицы 3.11.

$$ИЭ = (\text{Эффект}_{\text{население}} + \text{Эффект}_{\text{предприятия}}) \times K_p \quad (3.14)$$

Где

ИЭ – итоговый эффект, %;

Эффект_{население} – эффект для населения при изменении тарифов, %;

Эффект_{предприятия} – эффект для предприятий или бизнеса, %;

K_p – поправочный коэффициент для региона по таблице 3.11.

Следующим шагом определим правила интерпретации результатов в виде графика принятия решения для Критерия 2 на рисунке 3.8.

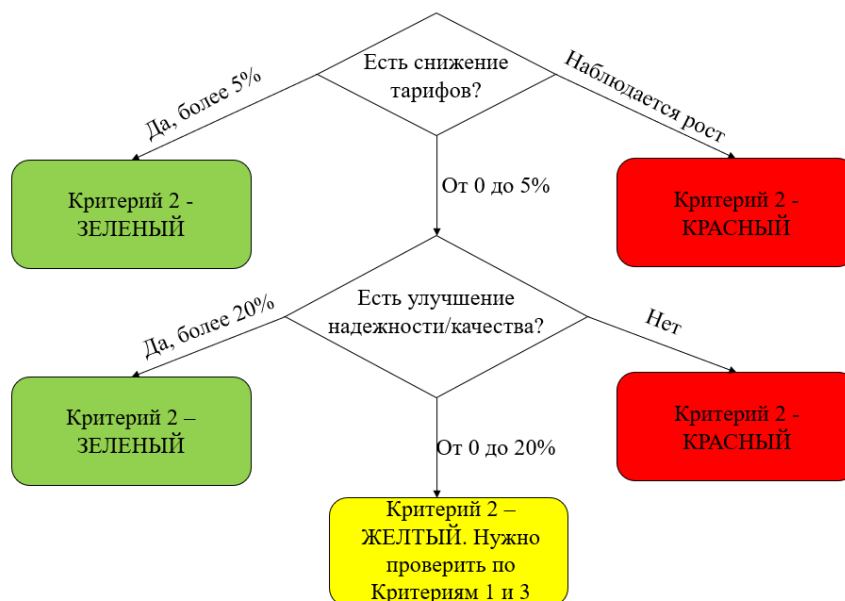


Рисунок 3.8. Интерпретация результатов Критерия 2 в виде графика принятия решения

Источник: составлено автором.

Критерий 3. Соответствие современным российским реалиям.

Данный критерий оценивает соответствие инструмента российским реалиям: нормативным, климатическим и производственным.

В таблице 3.12. укажем компоненты в виде факторов, требований и диапазона оценки в баллах.

Таблица 3.12. Компоненты Критерия 3

Фактор	Требования	Баллы
Нормативная база	Соответствие ФЗ-35 и отраслевых нормативных документов [121].	2
Локализация	Более 65% составляют компоненты российского производства [95]	3
Климатическая устойчивость	Работоспособность в диапазоне температур от -40 до +45 градусов Цельсия, а также защита от гололеда и пыли [41]	2
Логистика	Доступность запасных частей в регионе, а также срок поставки не более 90 дней	2
Кадры	Наличие профильных специалистов и программ обучения	1

Источник: составлено автором.

Баллы выставляются по соответствующим факторам изначально максимальными, однако корректируются коэффициентами соответствия:

$K_{\text{соответствия}} = 1$ при полном соответствии требованиям;

$K_{\text{соответствия}} = 0,5$ при частичном соответствии требованиям;

$K_{\text{соответствия}} = 0$ при несоответствии требованиям.

Таким образом, значение соответствия определяется по формуле 3.15:

$$\text{Соответствие} = \sum_i B_i \times K_{\text{соответствия } i} \quad (3.15)$$

Где

B_i – баллы соответствующих факторов;

$K_{\text{соответствия } i}$ – коэффициент соответствия для фактора.

Следующим шагом определим правила интерпретации результатов в виде графика принятия решения для Критерия 3 на рисунке 3.9.

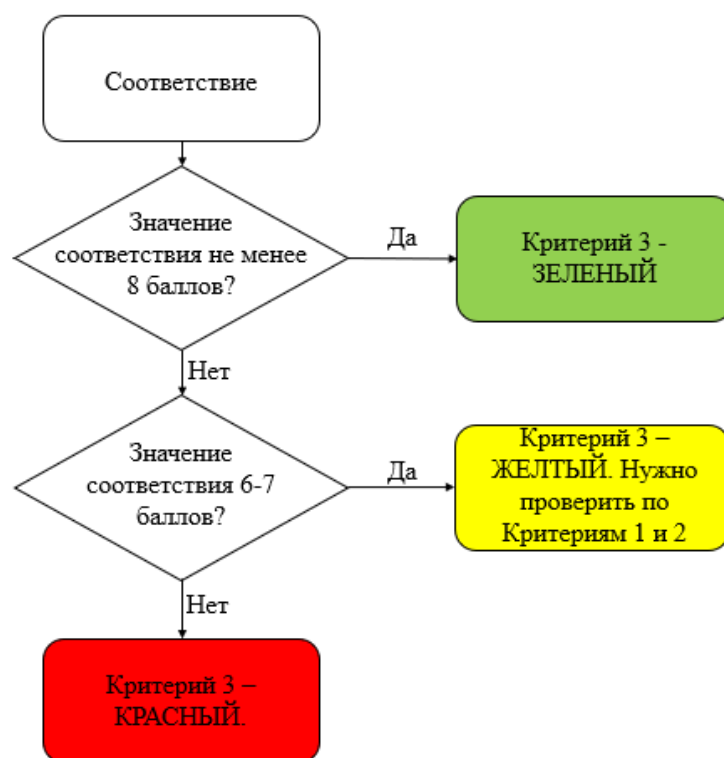


Рисунок 3.9. Интерпретация результатов Критерия 3 в виде графика принятия решения

Источник: составлено автором.

В случаях получения «ЖЕЛТЫХ» результатов по Критериям 1,2 и 3 возможно перевести их в «ЗЕЛЕНЬИЙ» путем улучшения показателей, например, применение других технологических решений или комплектующих, получение господдержки и т.п.

В рамках формирования авторской системы оценки инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России необходимо закрепить результирующую оценку исходя из цветовой схемы Критериев 1, 2 и 3 в приложении 3.

Государственное регулирование в отрасли являлось фундаментальным фактором формирования электроэнергетики России на всех этапах её развития. Начиная с царского периода, отрасль характеризовалась высокой степенью контроля со стороны министерств, что замедляло процесс электрификации в ходе индустриализации [142]. Переломным моментом стала советская эпоха, когда ленинский тезис "Коммунизм — это советская власть плюс электрификация всей страны" привел к созданию первого в истории

централизованного плана развития отрасли (ГОЭЛРО). Этот план заложил основы единой синхронной электрической сети, охватывающей большую часть территории страны, и создал институциональные предпосылки для последующего управления отраслью [142].

После распада СССР государство сохранило доминирующую роль, учредив в 1992 году РАО "ЕЭС России" как государственную компанию (с долей государства 50%), которая стала крупнейшим энергетическим холдингом. Примечательно, что лишь четыре региональные энергокомпании (Новосибирскэнерго, Татэнерго, Иркутскэнерго и Башэнерго) избежали интеграции в эту структуру, демонстрируя сложности унификации управления в масштабах страны [142].

Принятие Федерального закона "Об электроэнергетике" в 2003 году инициировало масштабную трансформацию отрасли [121]. Ключевой целью реформы стала модернизация устаревшей инфраструктуры генерации и сетевого комплекса. Законодательно предусматривалось:

- Разделение естественно-монопольных (передача энергии) и конкурентных (генерация, сбыт) сегментов отрасли;
- создание семью оптовыми генерирующими компаниями (ОГК) и четырнадцатью территориальными генерирующими компаниями (ТГК) с различной специализацией [142];
- поэтапную либерализацию оптового рынка электроэнергии, завершившуюся в 2011 году переходом на свободные цены в ценовых зонах [123].

Эти меры стимулировали приток частных инвестиций: доля государства в генерирующих активах сократилась до 20-30%, а введенные мощности в период 2008-2015 гг. превысили показатели предыдущих десятилетий. Законодательное закрепление рыночных принципов разрешило субъектам оптового рынка продавать электроэнергию по свободным ценам, исключая регулируемые категории потребителей, такие как население и приравненные к нему группы [123].

Переход к рыночному ценообразованию в ценовых зонах создал экономические стимулы для:

- Повышения эффективности генерации;
- развития конкурентной среды среди производителей;
- дифференциации тарифной политики с учетом региональной специфики [123, 142].

Законодательные исключения для стратегических объектов (РусГидро, Росэнергоатом) позволили сохранить государственный контроль над критически важными активами гидро- и атомной генерации, обеспечив энергобезопасность [142].

Рассмотрим ключевые законодательные акты и их экономический эффект в отрасли в таблице 3.13.

Таблица 3.13. Ключевые законодательные акты, стимулирующие развитие электроэнергетики

Год	Документ или реформа	Основное содержание	Экономический эффект
2003	35-ФЗ «Об электроэнергетике» [121].	Разделение отрасли на естественно-монопольные и конкурентные сегменты	Привлечение частных инвестиций, создание конкурентного рынка генерации
2010	Поправки к 187-ФЗ [123]	Утверждение свободного ценообразования в ценовых зонах с 2011 г.	Формирование рыночных стимулов для модернизации генерирующих мощностей
2011	Завершение либерализации рынка	Переход на свободные цены для промышленных потребителей	Рост инвестиционной привлекательности сектора

Источник: составлено автором.

На ряду с положительными изменениями отрасли стали возникать проблемы и противоречия, некоторые из которых не решены до сих пор.

Либерализация цен привела к их росту, превысившему в 3-4 раза регуляторные прогнозы. Это вынудило правительство ввести законодательные ограничения рентабельности генерирующих компаний, что снизило их инвестиционные возможности [142]. Отсутствие развитого оптового рынка к 2013 году и конфликт интересов между ключевыми

игроками в лице Минэнерго, Интер РАО и Газпрома, заблокировали формирование прозрачной рыночной модели [10, 142].

Федеральное законодательство не решило проблемы регионов с ограниченными связями с ЕЭС России или полностью изолированных систем: Камчатка, Магадан и Сахалин. В этих регионах:

- Сохраняется государственное регулирование тарифов;
- Отсутствуют рыночные стимулы для модернизации;
- Высокая зависимость от дорогостоящего привозного топлива [142].

Государственное регулирование остается системообразующим фактором российской электроэнергетики, однако его эффективность варьируется в зависимости от согласованности законодательных инициатив с отраслевыми реалиями. Законодательство выступает драйвером развития при условии:

- Баланса между рыночными стимулами и контролем естественных монополий;
- дифференцированного подхода к регионам, ценовые/неценовые зоны;
- оперативной адаптации к технологическим вызовам в лице цифровизации и декарбонизации.

Критическими барьерами являются:

- Фрагментарность нормативной базы, особенно для ВИЭ и изолированных территорий;
- регуляторная неопределенность в долгосрочных стратегиях;
- недостаточная гибкость законодательных механизмов для интеграции инноваций.

С целью комплексного учета влияния законодательства на потенциальный инструмент повышения экономической эффективности электроэнергетики не только для АСОИПЭЭ, но и как самостоятельный

показатель, разработан критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность».

Критерий оценивает не формальное соответствие законам, а степень влияния нормативной среды на реализацию и экономический эффект инструмента. Это прогнозный показатель, который отвечает на вопросы:

- Усилит ли законодательство выгоду от инструмента?
- Выступит ли барьером?

В качестве фундаментальных принципов выступают идентификация релевантных нормативно-правовых актов, анализ влияния по направлениям, сила воздействия и интерпретация результатов для интеграции в АСОИПЭЭ или использование в качестве самостоятельного показателя. Критерий превращает нормативную среду из «статичного фона» в динамичный фактор эффективности, что критично для высоко регулируемой электроэнергетической отрасли.

Во-первых, для каждого инструмента должен определяться пакет документов, которые прямо и косвенно регулируют его применение. Например, для инструмента, где будут задействованы «умные» сети основными документами, являются 522-ФЗ от 27.12.2018 и Приказ Минэнерго России №1070 [96, 124], а косвенно Постановление Правительства РФ №354 и 261-ФЗ от 23.11.2009 [105, 122].

Во-вторых, каждый инструмент оценивается со стороны драйверов и барьеров нормативно-правовых актов, например, как в таблице 3.14.

Таблица 3.14. Анализ влияния НПА

Параметр	Драйвер	Барьер
Экономика	Субсидии и налоговые льготы [106]	НДС на импорт оборудования [65]
Технологии	Допуск инноваций [121].	Энергоэффективность зданий и обязательная сертификация [108]
Администрирование	Упрощенные процедуры [103]	Многоэтапное согласование [94]

Источник: составлено автором.

В-третьих, сила воздействия нормативно-правовых актов оценивается в строго закреплённой формуле, которая учитывает вес драйвера и барьера, а также их важность.

$$K_v = \frac{\sum_i (W_{\text{драйвера } i} \times Im_{\text{НПА } i})}{\sum_n (W_{\text{барьера } n} \times Im_{\text{НПА } n})} \quad (3.16)$$

Где

K_v – коэффициент влияния;

$W_{\text{драйвера}}$ – вес драйвера, который оценивается как 3 балла для ФЗ, 2 балла для Постановления Правительства и 1 балл для ведомственных актов;

$W_{\text{барьера}}$ – вес барьера, который оценивается как 3 балла для ФЗ, 2 балла для Постановления Правительства и 1 балл для ведомственных актов;

$Im_{\text{НПА}}$ – важность НПА, которая оценивается как 2 балла для прямо регулирующих НПА и 1 балл для косвенно.

В-четвертых, интерпретация результатов по итогам расчета формулы 3.16 в рамках АСОИПЭЭ представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15. Диапазоны значений коэффициента влияния и их интерпретация

Диапазон	Цвет	Интерпретация
Более 1,5 включительно	ЗЕЛЕНЬЙ	Законодательство усиливает эффективность инструмента
От 1 включительно до 1,5	ЖЕЛТЫЙ	Нейтральное или слабое влияние на эффективность инструмента
От 0 до 1	КРАСНЫЙ	Законодательство выступает барьером и сводит экономический эффект к нулю

Источник: составлено автором.

Интеграцию результатов только положительной результирующей оценки для Критериев 1,2 и 3 с критерием «Нормативная обеспеченность/барьерность» представим в приложении 4.

В заключении можно сказать, что представленный критерий способен работать на упреждения с рисками и сводить к минимуму корректировку

инвестиционных программ, например, это может способствовать снижению количества замечаний Минэнерго к инвестиционным программам сетевых организаций на планируемый период. Дополнительно он может способствовать развитию потенциально действенных инструментов, у которых критерий по результатам расчетов имеет «ЖЕЛТЫЙ» цвет, за счет точечного изменения нормативно-правовых актов. Выступать как один из целевых показателей в Энергетической стратегии на последующие периоды.

3.3. Рекомендации по повышению эффективности электроэнергетики России

В условиях повышения технологической эффективности со стороны потребителей спрос на продукцию российской электроэнергетики увеличивается сравнительно медленными темпами. Сформировались ключевые рыночные механизмы, однако остается сложной система, основанная на типах производства, масштабах предприятий и клиентов, расстояниях между регионами и прочем. В рамках глобальных усилий по снижению углеродного следа ожидается, что в ближайшие времена в Евросоюзе, а затем и в других частях мира начнутся активные меры по ограничению использования угля и других экологически неблагоприятных источников энергии.

Существование бесплатных зон и территориально изолированных энергосистем, старение производственных мощностей, переход крупных промышленных клиентов на автономное производство, высокий уровень монополизации в сфере производства и множество других обстоятельств требуют контроля над ценами, что, соответственно, ведет к перекрестной поддержке между областями и категориями потребителей.

Вопрос о развитии электроэнергетики остается актуальным, однако широкого обсуждения соответствующих стратегических планов не происходит. В апреле 2025 была принята новая стратегия развития энергетики

России до 2050 года. Разработанный план действий определяет основные направления устранения препятствий роста, однако конкретные шаги до сих пор обсуждаются и включают разнообразные организационные варианты.

В России энергетическую систему отличает сложность формирования цен, сетевой инфраструктуры и производства электроэнергии, учитывая значительные различия между регионами, поэтому необходимо разрабатывать комплексные стратегии повышения эффективности энергетической системы, принимая во внимание проблемы оптового рынка, присущие ценовым, неценовым зонам и изолированным территориям с их собственной электроэнергетической системой. Определение препятствий роста энергетической сферы должно проводиться по каждому региону, разделяя его на две основные области: производство электроэнергии (для оптового рынка) и распределение (для розничной торговли).

В области производства электроэнергии в первых двух зонах ценообразования выявлены барьеры, мешающие росту производительности энергетической системы. В Европе и на Урале, а также в Сибири наблюдается значительная концентрация производителей энергии, что повышает риск манипуляций с ценами на оптовых торгах на следующий день. Снижение стимулов к конкуренции по цене и повышению эффективности производства происходит вследствие манипуляций с ценами, что приводит к увеличению затрат.

Введение в работу собственных мощностей производства энергии крупнейшими корпорациями способствует преодолению препятствий, вызванных рыночным положением, где доминируют определенные игроки, и освобождает их от обязанности уплачивать дополнительную стоимость за реализацию продукции. Для решения данной проблемы необходимо модифицировать законодательную основу таким образом, чтобы она способствовала развитию конкуренции, обеспечивая более легкий доступ к оптовому рынку, расширение зон беспрепятственного обмена, мониторинг сделок по экономическому объединению надежных поставщиков и т.д.

Развитие энергоэффективности в неценовых зонах и изолированных электроэнергетических системах имеет преимущественно техническую направленность, требующую решения вопросов по привлечению инвестиций для модернизации сетевых структур данных регионов.

Энергоэффективность снижается из-за следующих основных препятствий:

- Малая генерация, использующая ископаемые виды топлива (дизельное топливо, мазут, нефть), оказывается неэффективной.

- Сетевой инфраструктуры с низким уровнем пропускной способности является децентрализованной.

- Энергетические системы с плохой надежностью приводят к продолжительным сбоям в электрообеспечении.

Высокие затраты на производство энергии, слабость сетевых структур и ограниченность их развития вызывают перекрестное субсидирование между регионами. Стратегия развития энергетики до 2035 года предполагает обеспечение доступности сетевых ресурсов, повышение стабильности и улучшение качества предоставления электроэнергии пользователям на уровне ведущих мировых стандартов, а также разработку плана действий по оптимизации распределения нагрузки и сокращению перекрестной поддержки.

Вопрос актуализируется, включая ценовые зоны, из-за наличия перекрестной поддержки между людьми (и сопоставимыми категориями) и другими пользователями. Меньшие предприятия-потребители сталкиваются с увеличением бытовых наценок из-за того, что большие компании, обремененные социальными обязательствами, выбирают автономную генерацию энергии.

В случае не востребоваемости крупных объектов генерации возможно два варианта развития ситуации: либо они прекращают свою работу, либо требуются дополнительные ресурсы для поддержания производственных

мощностей, что, в свою очередь, увеличивает финансовую нагрузку на потребителей услуг.

Кроме того, поддержание низких цен для конечных покупателей приводит к сокращению мотивации для экономичного использования энергии, тогда как система субсидий, основанная на объеме потребления, предоставляет большую часть скидок тем гражданам, кто использует больше электричества, что часто указывает на более высокий уровень благосостояния.

В результате перекрестного субсидирования возникают препятствия как для предприятий и предпринимателей, так и для государственных и местных финансовых ресурсов. Два десятилетия обсуждается вопрос о ликвидации этого регулятора, который был введен как временное решение для сохранения социального равновесия во время перехода от централизованного планирования.

Вследствие высокого тарифа на электроэнергию, которую они получают из энергосистемы, многие крупные предприятия перешли на автономное производство, что привело к возникновению излишних мощностей в российской энергетической системе. Модернизация и замена неэффективных источников энергии позволяют устранить излишнюю мощность путем вывода их из использования.

Для сокращения износа оборудования и существенного увеличения его стабильности необходимо привлечение средств частных инвесторов, однако данная мера отсутствовала в плане ЭС-2035 как самостоятельная цель. Для привлечения капиталовложений, принимая во внимание долговременную стратегию устойчивого развития глобальной экономики с минимальными выбросами углерода, ключевой акцент делается на расширении производства электричества с использованием более продуктивных технологий, включая системы на базе возобновляемых природных ресурсов.

В области модификации законодательной основы для усиления стабильности и производительности энергетической системы возможно также

установление норм подключения распределительных источников энергии, скорость введения мощностей которых сейчас остается невысокой.

В связи с вышеуказанным предложены авторские рекомендации по повышению эффективности электроэнергетики России.

1. Реформа тарифообразования и рыночных механизмов. Реформа направлена на переход от директивного регулирования к конкурентным принципам ценообразования, сохраняя государственный контроль в сегментах естественных монополий. Ее ключевые аспекты:

- Устранение перекрёстного субсидирования и дифференциация тарифов.

Зональные тарифы вместо котлового метода предусматривают учет удаленности потребителей от центров генерации. Например, для промышленных предприятий вблизи узлов нагрузки тарифы снижаются на 65–70%, что устраняет необоснованную нагрузку на бизнес [12].

Поэтапное сокращение субсидирования населения путем повышения тарифов с параллельным введением адресных социальных компенсаций. Это снижает нагрузку на промышленность, где тарифы завышались для компенсации льгот населению [12, 56].

- Внедрение долгосрочных тарифных механизмов.

Одним из таких механизмов выступает принцип «инфляция минус», что подразумевает индексацию тарифов ниже уровня инфляции для стимулирования эффективности компаний. Например, сетевые организации должны сокращать свои издержки на 1-2% в год для сохранения маржи [45, 56].

RAV-регулирование с инвестиционной надбавкой предполагает включение в тарифы доходности на капитал для новых проектов, на уровне 1.1 ставки Центрального банка. Это позволит возвращать инвестиции в модернизацию электросетей [12].

- Либерализация ценообразования.

Внедрение для промышленных потребителей динамических тарифов будет стимулировать снижение нагрузки в часы пика [12].

Свободные цены на оптовом рынке предполагают формирование стоимости через аукционы, где цена определяется балансом спроса и предложения. Для генерирующих компаний это снизит риски неэффективности, поскольку убытки из-за высоких издержек не компенсируются государством [12].

- Институциональные изменения.

Создание «цифровой надбавки» к тарифам с целью компенсации до 20% затрат на AI и IoT проекты через тарифную базу, что повлечет за собой внесение изменений в ФЗ-35 «Об электроэнергетике» и правила Федеральной антимонопольной службы [45, 121].

Создание экспериментальных правовых режимов на базе пилотных зон в регионах для тестирования инноваций без нарушения законодательства [45].

В заключении можно сказать, что Реформа тарифообразования и рыночных механизмов отрасли нуждается в:

Снижении и последующей ликвидации перекрестного субсидирования.

Внедрении цифрового RAB-регулирования и создание «цифровой надбавки» для компенсации затрат на инновации.

Унификации регуляторных правил для снижения региональных дисбалансов [12, 56].

3. Технологическая модернизация инфраструктуры.

- Цифровизация отрасли.

Во-первых, это касается цифровых подстанций, замена электромеханического реле на микропроцессорные РЗА типа «Росэлтех», а также внедрение цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения. Ожидаемый эффект от мероприятий — это снижение аварийности на 40% и уменьшение площади подстанций более чем в полтора раза, например, как это было реализовано на цифровой подстанции 110 кВ «Союз».

Во-вторых, это касается «умных» сетей или Smart Grid, внедрение FACTS-устройств типа STATCOM и SVC для управления потоками электроэнергии, а также системы PMU с высокой точностью, позволит снизить потери в электрических сетях на несколько п.п., например, проект «умный город» в Казани. Архитектуру «умных» сетей представим на рисунке 3.10.

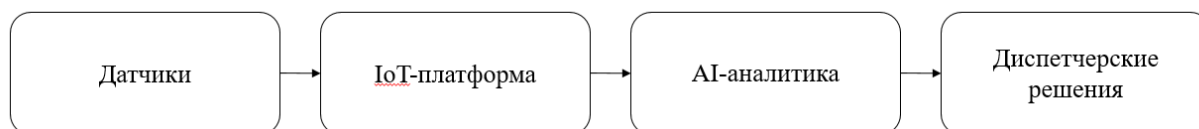


Рисунок 3.10. Архитектура работы «умных» сетей

Источник: составлено автором.

- Создание «цифровых двойников» энергосистем путем внедрения AI-платформ для прогнозирования аварий, оптимизации режимов и снижения потерь. По данным НИС ЕЭС, это сократит время восстановления сетей на 40% и повысит КПД ТЭС на 15-20% [48].

- Критические технологии импортозамещения.

Таблица 3.16. Критические технологии импортозамещения

Оборудование	Российские аналоги	Стадия внедрения
Силовые трансформаторы	ТМГ-6300 «Уралэлектротяжмаш»	Серийное производство
Выключатели 110кВ	ВГТ-110 «Энергозапчасть»	Опытное тестирование
SCADA-системы	КРУГ 2000	Внедрение на подстанциях

Источник: составлено автором.

В заключении можно сказать, что технологическая модернизация инфраструктуры отрасли нуждается в:

Технологиях AI, цифровых подстанций и «умных» сетей, импортозамещающих решений.

4. Оптимизация структуры генерации электроэнергии.

- Замена устаревших мощностей.

Переход на парогазовые установки с комбинированным циклом – газовая турбина и паровой котел. Подобную оптимизацию провели в Калининграде, замена ПСУ на ПГУ-420Т повысила КПД до 61% [42].

Вывод из эксплуатации угольных ТЭС способствует снижению выбросов углекислого газа.

- Развитие маневренных мощностей.

Таблица 3.17. Проекты гидроаккумулирующих электрических станций

Проект	Мощность	Статус выполнения	Роль в энергосистеме
Загорская ГАЭС-2	840 МВт	Выполнение строительно-монтажных работ	Балансирование нагрузки Московской области
Ленинградская ГАЭС	1560 МВт	План выполнения работ 2030 год	Сопровождение деятельности ЛАЭС-2

Источник: составлено автором.

- Интеграция ВИЭ в ЕЭС.

Необходимо обеспечить синхронизацию с базовой генерацией и долю нестабильных ВИЭ на уровне не более 15% от суточного потребления.



Рисунок 3.11. Принцип синхронизации ВИЭ с ЕЭС

Источник: составлено автором.

- Атомная генерация нового поколения.

Применение гибридных систем АЭС и ВИЭ по принципу синхронизации ВИЭ с ЕЭС, АЭС – обеспечение базовой нагрузки, а ВИЭ – обеспечение покрытия пиковых нагрузок, как это реализовано для плавучей АЭС «Академик Ломоносов» и ветряного парка на Чукотке [68].

Применение инновационных реакторов БРЕСТ и ВВЭР-1200 от «Росатома», работающих на замкнутом топливном цикле с применением пассивных систем безопасности.

- Учет региональной специфики.

Таблица 3.18. Решение проблем для различных регионов России

Регион	Проблема	Оптимальное решение
Дальний восток	Изолированные электросети	Применение дизель-СЭС-Гибридов и накопителей
Юг России	Дефицит маневренных мощностей	Строительство ГТУ и ГАЭС
Урал	Высокий износ ТЭС	Замена угольных ТЭС на ПГУ

Источник: составлено автором.

- Экономические механизмы.

Применение зеленых тарифов, предусматривающих фиксированную цену для ВИЭ 8 руб./кВт·ч.

Договоры предоставления мощности, способствующие компенсации инвесторам ввод новых объектов через плату потребителей.

Углеродные кредиты как конвертация снижения выбросов в торговые активы.

В заключении можно сказать, что оптимизация структуры отрасли нуждается в:

- Технологической гибкости (ПУГ и ГАЭС).
- Регуляторной поддержке (зеленые тарифы и договоры предоставления мощности).
- Интеграции АЭС и ВИЭ в единые энергокомплексы. Реализация позволит сократить стоимость электроэнергии для промышленности и снизит углеродный след.

5. ESG-трансформация отрасли. Предусматривает интеграцию экологических, социальных и управленческих критериев в отраслевые практики.

- Экологическая E-компонента.

Снижение углеродного следа с помощью перехода на низкоуглеродную генерацию. Замена угольных ТЭС на ПГУ снижает количество выбросов углекислого газа. Применение технологий улавливания углерода CCS, например, пилотный проект на Новочеркасской ГРЭС.

Развитие ВИЭ и увеличение доли в генерации электроэнергии вместе с введением зеленых сертификатов для подтверждения происхождения электроэнергии.

- Социальная S-компонента.

Защита кадровых работников путем проведения программы переподготовки сотрудников угольных ТЭС для работы на ВИЭ-объектов.

Создание компенсационных фондов на территории размещения АЭС и ГЭС с целью отчисления денежных средств в бюджет.

- Управленческая G-компонента.

Прозрачность корпоративного управления заключается в раскрытии ESG-отчетности с обязательным следованием стандартам для компаний с государственным участием и борьба с коррупцией за счет внедрения блокчейн-систем для тендеров.

Климатические стресс-тесты для оценки устойчивости инфраструктуры по методологии Министерства экономического развития.

На ряду с предложениями ESG-трансформация отрасли возникают соответствующие барьеры. Представим барьеры и решения в таблице 3.19.

Таблица 3.19. Барьеры ESG-трансформация отрасли и решения

Барьеры	Решения
Недостаток ESG-данных	Цифровой реестр углеродного следа
Низкая мотивация компании	Налоговые льготы для компаний при ESG-рейтинге более 70 баллов
Использование компаниями зеленого камуфляжа	Обязательный аудит отчетности по ГОСТ Р ИСО 14064

Источник: составлено автором.

В заключении можно сказать, что ESG-трансформация отрасли нуждается в:

- Ужесточении регулирования (обязательное раскрытие данных и углеродные платежи).
- Экономических стимулах (налоговые льготы и зеленая тарификация).
- Технологической модернизации (CCS, цифровые двойники).

Реализация сократит углеродоемкость отрасли и повысит инвестиционную привлекательность.

6. Использование предложенной эконометрической модели ведущими компаниями отрасли для определения точек роста.

7. Применение адаптированного закона Ома для полной цепи как инструмента оценки эффективности инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики с целью выявления субъектов России с наивысшим показателем. Стремление занятия лидирующих позиций способствует устранению барьеров и повышению экономической эффективности.

Основным приоритетом должно стать обеспечение прозрачности: предприятия энергетической сферы обязаны независимо от специализации – будь то переработка нефти, производство электроэнергии или добыча газа – представлять финансовую отчетность согласно МСФО. Принцип открытости необходимо реализовать путем отказа от формирования внутренней платформы обмена углеродными сертификатами; принимая во внимание особенности российского управленческого аппарата, распределение лимитов неизбежно приведет к скрытой борьбе за властные полномочия. На региональном уровне целесообразно делегировать управление торговлей квотами, предоставляя регионам возможность самостоятельно оценивать связанные преимущества и издержки.

Принцип открытости предполагает использование традиционных налоговых инструментов для поддержки развития альтернативной энергии,

включая полное освобождение от корпоративного налога для предприятий ветро- и солнечных установок либо отмену НДС на импорт средств для гидроэнергетики. Эти инструменты обязательно должны быть простыми и доступными для проверки, ясными для всех, включая неподготовленных лиц.

Важнейший принцип энергетической трансформации, заключается в технологической прозрачности. Глобальная электроэнергетика испытывает всплеск инноваций, направленных на оптимизацию производства экологически чистой и недорогой энергии: среди них – глубоководные ветроустановки пирамидальной формы, экономичные перовскитовые фотоэлементы, превосходящие по стоимости кремниевые образцы, и передовые высоковольтные системы передачи электричества на дальние дистанции. Без доступа к технологиям чистой энергетики Российская Федерация столкнется с трудностями в достижении позиции эффективного производителя подобных источников энергии. Таким образом, необходимо отменить таможенные сборы на импорт средств возобновляемой энергетики, что никак не скажется на позициях отечественных производителей; лишь благодаря свободной конкуренции возможно разработать товар, востребованный за рубежом.

Выводы к третьей главе.

1. Предложен новый подход оценки инвестиционной политики в электроэнергетике региона. В качестве параметров которого определены: E_f – эффективность инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики; U_s – инвестиционные усилия; R_{is} – барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики; X_p – специфический фактор внешней среды. Определена методология сбора данных для анализа при помощи метода экспертной оценки, а также шкала оценки итогового значения. Проведена успешная апробация инструмента среди экспертов ПАО «Россети Московский регион».

2. Представлена адаптационная схема цифровой трансформации с изменением и дополнением функций ее участников и, как результат, трансформация электроэнергетической отрасли России из «инфраструктурного оператора» в «цифрового интегратора энергоуслуг».

3. Сформирована авторская система оценки инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России, которая представляет из себя набор из трех критериев: окупаемость, эффект для потребителей и совместимость с Россией. Интерпретация результатов представлена в виде структуры решений, а итоговое принятие решения об эффективности инструмента основано на цветовой схеме и сочетании критериев.

4. Разработан критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность», который оценивает не формальное соответствие законам, а степень влияния нормативной среды на реализацию и экономический эффект инструмента. Может выступать как дополнительный критерий к системе, так и самостоятельный показатель для оценки инструмента, как будущего инвестиционного проекта.

5. Разработаны авторские рекомендации по повышению эффективности электроэнергетики России и пути их реализации.

ГЛОССАРИЙ

БАМ	Байкало-Амурской магистраль
ГОЭЛРО	Государственный план развития электроэнергетической отрасли в Советской России после Октябрьской революции 1917 года
«Умные» сети	Это современные электрические сети, которые используют цифровые технологии для управления и оптимизации распределения энергии
ЦП	Цифровая подстанция
ЦТ	Цифровая трансформация
Экономическая эффективность электроэнергетики	Это калькуляция мегаватт-часа в рублях, тоннах CO ₂ и процентах роста ВВП, где «дешёвая энергия» не синоним «расточительности», а результат точного расчёта на стыке технологий и экономики
Энергоэффективность	Это мера, отражающая соотношение полученного полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затраченным на это ресурсам, что применимо к производству, технологическим процессам и деятельности организаций
SIM	Открытый стандарт, который определяет представление управляемых элементов ИТ-среды в виде набора объектов и их связей

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках исследования развития электроэнергетики России и разработки инструментов повышения ее экономической эффективности анализа решены следующие задачи исследования:

Выявлены основные проблемы электроэнергетики РФ, препятствующие её устойчивому развитию, а именно технологическая зависимость от импорта, высокий уровень износа оборудования, фрагментарность малой генерации, институциональные барьеры для конкуренции и недостаточная интеграция цифровых решений.

Проанализированы методологические подходы к оценке эффективности электроэнергетики. Установлено, что существующие модели – экономический анализ, технико-экономическое моделирование, сценарные прогнозы требуют актуализации с учетом факторов технологического суверенитета, цифровизации, локализации производства и климатической адаптации.

Раскрыты методологические ограничения в применении классических подходов к оценке эффективности энергетики, особенно в условиях дефицита данных, высокой доли господдержки и региональной дифференциации развития инфраструктуры.

Предложен метод регрессионного анализа для оценки влияния факторов на развитие ПАО «Россети Московский регион» и перенесение условий на развитие регионов в лице ПАО «Россети Центр и Приволжье» и ПАО «Россети Ленэнерго», который позволил выделить индивидуальную траекторию развития энергетических комплексов в результате формирования индивидуальных траекторий развития.

Сформирована авторская система оценки инструментов повышения экономической эффективности электроэнергетики России, которая представляет из себя набор из трех критериев: окупаемость, эффект для потребителей и совместимость с Россией. Интерпретация результатов представлена в виде структуры решений, а итоговое принятие решения об

эффективности инструмента основано на цветовой схеме и сочетании критериев.

Разработан критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность», который оценивает не формальное соответствие законам, а степень влияния нормативной среды на реализацию и экономический эффект инструмента. Может выступать как дополнительный критерий к системе, так и самостоятельный показатель для оценки инструмента, как будущего инвестиционного проекта.

Разработаны авторские рекомендации по повышению экономической эффективности электроэнергетики России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Актуальные вопросы цифровой трансформации электросетевого комплекса // АО «СО ЕЭС» – 2023. 21 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/smi/2023/eepir_02_23_actual_digital_transform_grid.pdf
2. Альманах Ассоциации «Цифровая энергетика» 2023. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.digital-energy.ru/wp-content/uploads/2024/03/%D0%90%D0%BB%D1%8C%D0%BC%D0%B0%D0%BD%D0%B0%D1%85-2023.pdf> (Дата обращения 23.02.2025)
3. Анчарова, Т. В., Приемники электроэнергии: учебное пособие / Т. В. Анчарова, М. А. Рашевская. — Москва: КноРус, 2021. - С. 39 – 45.
4. Балансы мощности ОЭС Сибири на период 2020 - 2026 годов на час прохождения собственного максимума // Судебные и нормативные акты РФ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergorossii-ot-30062020-n-508/skhema-i-programma-razvitiia-edinoi/prilozhenie-n-20/tablitza-1/>
5. Борисова Ю.С., Самарская И.С. Сравнительный анализ влияния объектов традиционной и альтернативной энергетики на окружающую среду. Безопасность техногенных и природных систем. - 2021. -(4). – С.58–63.
6. Борисов К. Новая комплексная государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» – как она будет реализована? // Эксперт-бюро «ЭнергияВита», 10.11.2023 [Электронный ресурс]. URL: <https://energiavita.ru/2023/11/10/novaya-kompleksnaya-gosudarstvennaya-programma-rossijskoj-federacii-ehnergoberezhenie-i-povyshenie-ehnergeticheskoy-ehffektivnosti/> (дата обращения: 02.02.2024)
7. Бородин, А. Е. Обоснованность применения экономико-математического моделирования для прогноза развития электроэнергетики

России / А. Е. Бородин // «Современные исследования: теория, практика, результаты» (шифр –МКСИ) : Сборник материалов XV Международной научно-практической конференции, Москва, 15 апреля 2025 года. – Москва: АНО ДПО «Университет ИТБО», 2025. – С. 394-400. – DOI 10.26118/2626.2025.89.45.019. – EDN QVRGJJ.

8. Булгаков Д. Российская электроэнергетика. Спрос и цены растут — кто фаворит в секторе // БКС Экспресс 2025 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/rossiiskaia-elektroenergetika-spros-i-tseny-rastut-kto-favorit-v-sektore?ysclid=meenc2rbfc253845215>

9. Василенко Н.В. Энергетика России: состояние и перспективы развития при переходе к низкоуглеродной экономике // ЭВР. - 2022. - №2 (72). - С. 154

10. Волкова Е. Д., Захаров А. А., Подковальников С. В., Савельев В.А., Семёнов К. А., Чудинова Л. Ю. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России // Semantic Scholar. [Электронный ресурс]. Режим доступа:

<https://www.semanticscholar.org/paper/%D0%A1%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0-%D0%B8-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B5%D0%BC%D1%8B-%D1%83%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B2%D0%B8%D1%82%D0%B8%D0%B5%D0%BC-%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8-%D0%92%D0%BE%D0%BB%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B0-%D0%97%D0%B0%D1%85%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B2/e044cfbc1f4455581c10363d2a723f9c16a23f8b#related-papers>

11. Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. - 2019. - №1. - С. 8

12. Гальцева Н.И. Особенности формирования тарифов в энергетике и их влияние на функционирование экономических систем // Фундаментальные исследования. – 2006. - №1. – С. 69-73
13. Гвоздецкий В.Л., Симоненко О.Д. План ГОЭЛРО — пример созидательной деятельности новой власти// Наука и техника в первые годы советской власти: социокультурное измерение. М.: изд-во «Academia», — 2007. - С. 63.
14. Генерация. Интер РАО ЕЭС. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.interrao.ru/activity/generation/>
15. Генерация электроэнергии. ПАО «ЭЛ5-Энерго». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://el5-energo.ru/about-us/electricity-generation/>
16. Гипотеза Пуанкаре. Wikipedia [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Гипотеза_Пуанкаре
17. Годовой отчет 2014. ПАО «МЭСК» - 2015. – С. 519. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/b2c/moesc_2014P_rus..pdf
18. Годовой отчет 2015. ПАО «МОЭСК» - 2016. – С. 512. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/56d/moesc_2015P_rus.pdf
19. Годовой отчет 2016. ПАО «МОЭСК» - 2017. – С. 497. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/da9/moesk-ar2016-full-rus-smart_new.pdf
20. Годовой отчет 2017. ПАО «МОЭСК» - 2018. – С. 423. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/950/god_otchet-2017-polno.pdf
21. Годовой отчет 2018. ПАО «МОЭСК» - 2019. – С. 492. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/1d5/god_otchet-2018-polno.pdf

22. Годовой отчет 2019. ПАО «МОЭСК» - 2020. – С. 390. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/a26/god_otchet-2019-polno.pdf
23. Годовой отчет 2020. ПАО «Россети Московский регион». -2021. – С. 94. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/edb/god_otchet-2020-kratko.pdf
24. Годовой отчет 2021. ПАО «Россети Московский регион». – 2022. – С. 104. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/ae4/pbkm06zowoxo0vnblh7m02dr3emmj9r6/god_otchet_2021-kratko.pdf
25. Годовой отчет 2022. ПАО «Россети Московский регион». – 2023. – С. 363. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/fb8/5x2hmlnbhsg095bw8ie561pq6eme1ubj/god_otchet-2022.pdf
26. Годовой отчет 2023. ПАО «Россети Московский регион». – 2024. – С. 127. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/b18/vywfys3wjj6k4m0og7z3qbs87xkigio1/god_otchet_2023-dizain.pdf.pdf
27. Годовой отчет 2024. ПАО «Россети Московский регион». – 2025. – С. 131. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rossetimr.ru/upload/iblock/043/s2mvg39y38fxauauy2guyct2zflgk4mc/Rosseti_MR_AR_2024_book_2307.pdf
28. Годовые отчеты. ПАО «Россети Ленэнерго» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rosseti-lenenergo.ru/shareholders/open_info/ (дата обращения 27.05.2025).
29. Годовой отчет 2014. ПАО «МРСК Центр и Приволжье». – 2015. – С. 529. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/47d/view_file.pdf

30. Годовой отчет 2015. ПАО «МРСК Центр и Приволжье». – 2016. – С. 571. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/99a/99abe5df48184f1c2445c27b985d1ef1.pdf>
31. Годовой отчет 2016. ПАО «МРСК Центр и Приволжье». – 2017. – С. 110. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/ddc/ddcbeb8e25b67e688165c84479a9b358.pdf>
32. Годовой отчет 2017. ПАО «МРСК Центр и Приволжье». – 2018. – С. 240. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/f66/f6605e42529b9f8451b76e4732bb9fea.pdf>
33. Годовой отчет 2018. ПАО «МРСК Центр и Приволжье». – 2019. – С. 484. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/32f/32f8f147463d0b9a000df19ab300ff84.pdf>
34. Годовой отчет 2019. ПАО «МРСК Центр и Приволжье». – 2020. – С. 214. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/5ea/5ea2c73292daeb78455afc92da697d12.pdf>
35. Годовой отчет 2020. ПАО «Россети Центр и Приволжье». – 2021. – С. 237. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/af6/af609683aca9999c8b61b14be282100.pdf>
36. Годовой отчет 2021. ПАО «Россети Центр и Приволжье». – 2022. – С. 228. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/6a9/6a9065d165eef05b43e11d58c16e6d56.pdf>
37. Годовой отчет 2022. ПАО «Россети Центр и Приволжье». – 2023. – С. 244. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/eb5/eb53626c0c0815b9499596be9a81cb20.pdf>
38. Годовой отчет 2023. ПАО «Россети Центр и Приволжье». – 2024. – С. 288. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/226/226b9cac83905343959cbd2032746976.pdf>
39. Годовой отчет 2024. ПАО «Россети Центр и Приволжье». – 2025. – С. 274. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrsk-sr.ru/upload/iblock/122/12260bab900bf846da41d7e3b93f6dcb.pdf>

40. Гончаров В.А. Рынок электроэнергетики в России: текущее состояние, перспективы развития и антимонопольный контроль // Экономика строительства. - 2023. - №9. - С. 30 -35.

41. ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды». – 1971. – С. 72.

42. Государственный доклад о состоянии энергоснабжения и повышения энергетической эффективности в Российской Федерации в 2023 году // Министерство экономического развития Российской Федерации. – 2025. – С. 155[Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/cf41490cdfb6bfbcd81eb74f7c8e1fed/gosudarstvennyu_doklad_o_sostoyanii_energoberezheniya_v_rf_za_2023_god.pdf

43. Грабчак, Е. П., Цифровая трансформация электроэнергетики: монография / Е. П. Грабчак. — Москва: Русайнс, 2020. С. 109

44. Гулиев И.А. ТЭК России: итоги года 2023 и ожидания 2024 // МГИМО, 10.01.2024 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://mgimo.ru/about/news/experts/tek-rossii-2023/?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com (дата обращения: 14.01.2024)

45. Департамент государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru/material/departments/d07/>

46. Долматов И. А., Коваль А. Н., Сухолитко И. С. и др., льготное технологическое присоединение к электросетям объектов мощностью до 15 кВт для населения и бизнеса в 2022-2023 годах. //Энергетическая политика. – 2023. - № 7(185). - С. 69

47. Дубинин С.К., Горюнов П.В., Бусаров В.Н. и пр. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО //

Инженерная библиотека. - 2008. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://library-full.nadzor-info.ru/doc/51123>

48. Дьяков А.Ф. Основные направления повышения надежности и эффективности развития электрических станций и энергетических систем // труды конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2588

49. Иваненко, О. Б. Цифровая трансформация российской электроэнергетики: перспективы и ограничения / О. Б. Иваненко, Е. В. Головкина // Экономика, предпринимательство и право. – 2023. – Т. 13, № 11. – С. 5063-5076. – DOI 10.18334/epp.13.11.119863

50. Иванов И., Ершова Т., Киушкина В. Методы государственной оценки эффективности удалённых энергопроектов в условиях санкций и энергоперехода // EnergyPolicy.ru. 2022. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energypolicy.ru/metody-gosudarstvennoj-oczenki-effektivnosti-udalyonnyh-energooproektov-v-usloviyah-sankcij-i-energoperehoda/energetika/2022/19/25/>

51. Иванова З. Д. Структура электроэнергетического рынка Российской Федерации / З. Д. Иванова // Russian Economic Bulletin. – 2023. – Т. 6., № 4. – С. 238-244

52. Кейлин И. А. Рынок электроэнергетики в России: особенности формирования, текущая оценка и перспективы развития / И. А. Кейлин // Образование и право. – 2021. – № 4. – С. 338-344.

53. Кириллова В.В. Зенков К.В. Динамика показателей состояния электроэнергетики в РФ // Экономические исследования и разработки научно-исследовательский журнал. – 2024. - № 11. – С. 131-137.

54. Ключевые аспекты развития российской электроэнергетики: Минэнерго отчиталось перед Госдумой о текущем состоянии и перспективах отрасли // «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ», 01.02.2024 [Электронный ресурс]. URL:

<https://eepir.ru/new/liuchevye-aspekty-razvitiia-rossiiskoi-elektroenergetiki/> (дата обращения: 02.02.2024)

55. Компания. ПАО «Форвард Энерго». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.frwd.energy/o-nas/kompaniya>

56. Концепция внедрения механизмов тарифообразования для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на долгосрочный период / утвержденная Аппаратом Правительства РФ 29.06.2021 №6571п-П51 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_390381/acdf46764151745a9fe62ef68d71a2ec6ca1c0fa/

57. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с.

58. Кузьмин, В. В., Энергосбытовая деятельность в сфере оборота электрической энергии: монография / В. В. Кузьмин. — Москва: Русайнс, 2023. - С. 231.

59. Матиящук, С.В. Комментарий к Федеральному закону от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»: Монография / С.В. Матиящук — Москва: Юстицинформ, 2012. - С. 88

60. Медведев С. О., Вдовина В. С., Пономарев Д. А. ТЕНДЕНЦИИ ПО СНИЖЕНИЮ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ПОЛИТИКА ГОСУДАРСТВА // Russian Journal of Management. 2022. №. 4. С. 240-253. DOI: <https://doi.org/10.29039/2409-6024-2022-10-4-240-253> (дата обращения: 14.07.2025).

61. Мировой ВВП // TradingView [Электронный ресурс] URL: <https://ru.tradingview.com/symbols/ECONOMICS-WWGDP/chart/>

62. Модернизацию российских электростанций сдвигают: оборудование задерживается. EAD 2025. [Электронный ресурс] URL: <https://eadaily.com/ru/news/2025/05/19/modernizaciyu-rossiyskih-elektrostanciy-sdvigayut-oborudovanie-zaderzhivaetsya>

63. Модернизация энергетической инфраструктуры России: энергосбережение и повышение эффективности на рынке // Деловой профиль 2025. [Электронный ресурс] URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/modernizaciya-ehnergeticheskoy-infrastruktury-rossii/?ysclid=meeowihyre593084053>

64. Набиуллина Э. Темпы роста инвестиций в РФ в 2025 году замедлятся по сравнению с 2023-2024 годами / Пресс-конференции по итогам заседания совета директоров банка. Банк России 25.07.2025.

65. Налоговый кодекс Российской Федерации часть 2 (НК РФ ч.2) // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/

66. Нарастивая темп. Как российские энергетики справляются с вызовами 2022 года // СБЕР Про, 02.08.2022 [Электронный ресурс]. URL: <https://sber.pro/publication/narashchivaia-temp-kak-rossiiskie-energetiki-spravliaiutsia-s-vyzovami-2022-goda/> (дата обращения: 01.02.2024)

67. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 71152-2023 «Методология бенчмаркинга энергетической эффективности» // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. [Электронный ресурс]. URL: <https://protect.gost.ru/v.aspx?control=8&baseC=6&page=0&month=1&year=2024&search=&RegNum=1&DocOnPageCount=15&id=245475&pageK=96BECF60-A16B-4BCF-85EC-E95E42A05280>

68. Не углем единым: как развивается зеленая энергетика на Чукотке // Объясняем.рф – 2024. [Электронный ресурс]. URL: <https://xn--90aivcdt6dxbc.xn--plai/articles/useful/ne-uglem-edinym-kak-razvivaetsya-zelenaya-energetika-na-chukotke/>

69. Нефедьева О.Ю. С 1 июля 2025 года — новые тарифы на электроэнергию. // Коммерсант. – 2025. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/7775896?erid=F7NfYUJCUneTRTz8BSRZ>

70. Новые тарифы на электричество: кто заплатит в два раза больше в 2025 году. // ОТР. – 2024. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://otr-online.ru/articles/schet-v-dva-raza-bolshe-kto-iz-rossiyan-silno-potratitsya-na-elektrichestvo-v-godu-259171.html>

71. Новый импульс политики импортозамещения // ЦДУ ТЭК [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2024/3/1240/

72. Общая численность населения по странам на 2025 год. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.f6f9c9ca-68979ab7-f1375f7a-74722d776562/https/worldpopulationreview.com/countries

73. Ованесов А., Кисилева Е. Бенчмаркинг в энергетике. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ur-pro.ru/library/strategi/benchmarking/benchmarking-energy/>

74. ОДУ Востока. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/odu-east/>

75. ОДУ Северо-Запада. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/odu-northwest/>

76. ОДУ Сибири. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/structure/odu-siberia/>

77. ОДУ Средней Волги. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/structure/odu-volga/>

78. ОДУ Урала. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/odu-ural/>

79. ОДУ Центра. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/odu-center/>

80. ОДУ Юга. Филиалы и представительства. Общая информация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/structure/odu-south/>
81. Ожегов М.А. Цифровые технологии в энергетике: перспективы и современность // Электроэнергия. Передача и распределение №1 (76) январь-февраль 2023. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eepir.ru/article/cifrovye-tehnologii-v-energetike-perspektivy-i-sovremennost/>
82. О компании. ООО «Газпром энергохолдинг». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energoholding.gazprom.ru/about/>
83. О компании. ООО «Сибирская генерирующая компания». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sibgenco.ru/main/>
84. О компании. АО «РИР Энерго». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rirenergy.ru/o-kompanii/>
85. Оперативная информация. АО «Концерн Росэнергоатом». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rosenergoatom.ru/index.html>
86. О решениях по итогам конференции «Цифровая индустрия промышленной России» // Правительство РФ, 18.06.2022 [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/orders/selection/401/45763/> (дата обращения: 01.04.2024)
87. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2020 году // СО ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2021/tech-disc2021ups/>
88. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2021 году // СО ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2022/tech-disc2022ups/>
89. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2022 году // СО ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2023/otchet-o-funkcionirovanii-eehs/>

90. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2023 году // СО ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2024/tech-disc2024ups/>

91. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2024 году // СО ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2025/tech-disc2025ups/>

92. Параметризация методологии Национального рейтинга состояния инвестиционного климата в субъектах Российской Федерации 2025 // АСИ. – 2025. – С. 31. [Электронный ресурс]. URL: https://asi.ru/upload/docs/investclimate/Parametres_2025.pdf

93. Паспорт программы инновационного развития ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на период 2024-2029 гг.с перспективой до 2035 года. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/86d/u1cuyk1vmabpo4yq23p1wb9cnlzfz7v5/Паспорт%20Программы%20инновационного%20развития%20ПАО%20Россети%20на%20период%202024-2029%20гг%20с%20перспективой%20до%202035%20г..pdf>

94. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (ред. от 27.12.2024) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/

95. Постановление Правительства РФ от 17.07.2015 г. № 719 «О подтверждении производства российской промышленной продукции». [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/71139412/>

96. Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (ред. от 09.12.2024) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/

97. Производство электроэнергии. ПАО «Т Плюс». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.tplusgroup.ru/activity/power-generation/>

98. Производство электро- и теплоэнергии. Группа РусГидро. [Электронный ресурс]. URL: <https://rushydro.ru/activity/production/>

99. Производсто электроэнергии и тепла. ПАО «Юнипро». [Электронный ресурс]. URL: <https://unipro.energy/activities/production/>

100. Петюков, С.Э. Финансирование инвестиционных проектов в электроэнергетике с использованием механизма государственно-частного партнерства: Монография / С.Э. Петюков — Москва: Проспект, 2020. - С. 82

101. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике России. Международный бенчмаркинг. // Аналитическое исследование KPMG. – 2020. 64 с. URL: <https://www.eprussia.ru/market-and-analytics/docs/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf?ysclid=mcxmqle8dz799006349>

102. Перспективы энергетических технологий — 2023 // «Росконгресс», 16.06.2023 [Электронный ресурс]. URL: <https://roscongress.org/materials/perspektivy-energeticheskikh-tekhnologiy-2023/> (дата обращения: 01.02.2024)

103. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 27.12.2024) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с "Основными положениями функционирования розничных

рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии") (с изм. и доп., вступ. в силу с 17.04.2025) // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/

104. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности»

105. Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 № 354 (ред. от 29.08.2024) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_114247/

106. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 (ред. от 27.02.2025) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие энергетики"» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162194/

107. Полетаев И.Ю. Эффективное использование энергетических ресурсов в региональном экономическом развитии. Монография // Научный консультант. 2023. - 120 с.

108. Приказ Минстроя России от 17.11.2017 № 1550/пр «Об утверждении Требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_294136/2ff7a8c72de3994f30496a0ccb1ddafdaddf518/

109. Развитие энергосистем России. IngGeoGis. [Электронный ресурс]. URL: <http://injgeogis.ru/proektirovanie-e/razvitie-energost.html>

110. Реестр субъектов естественных монополий на 01.07.2023 // Федеральная антимонопольная служба России. [Электронный ресурс]. URL: <https://fas.gov.ru/documents/689073?ysclid=mcxkaq8o2f497682924>

111. Рынок возобновляемой энергетики России // Ассоциация развития возобновляемой энергетики / Информационный бюллетень - Июль 2024. 36 с.

112. Система торговли выбросами ЕС – эффективные шаги для более экологичной окружающей среды / The European Times — URL: <https://europeantimes.news/ru/2025/04/%D0%AD%D1%84%D1%84%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D1%88%D0%B0%D0%B3%D0%B8-%D0%95%D0%A1-%D0%B4%D0%BB%D1%8F-%D0%B1%D0%BE%D0%BB%D0%B5%D0%B5-%D0%B7%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE-%D0%B1%D1%83%D0%B4%D1%83%D1%89%D0%B5%D0%B3%D0%BE/>

113. Соколов М.М. Энергоемкость экономики России и основные факторы, воздействующие на ее уровень и динамику // Экономика промышленности. - 2023; -16(1):34–50. <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2023-1-34-50>

114. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года / Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 №3052-р. – 2021. – С. 37. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf>

115. Стратегия развития электронной промышленности Российской Федерации на период до 2030 года / Распоряжение Правительства Российской Федерации от 17.01.2020 № 20-р. – 2020. – С. 50. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/1QkfNDghANiBUNBbXaFBM69Jxd48ePeY.pdf>

116. Стенников В., Головщиков В., Осак А. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики в восточных регионах России // ЭП. 2023. №6 С. 24

117. Тарифы на электрическую энергию в 2025 году. Основания применения сезонного коэффициента. – 2025. [Электронный ресурс]. URL: <https://bolrechka.ru/news/2025/04/14558/>

118. Тихонов С. Почему тарифы на электричество растут выше инфляции. // Специальный проект квадратный метр. – 2025. [Электронный ресурс]. URL: <https://rg.ru/2025/06/13/s-1-iiulia-tarify-na-elektroenergiu-dlia-naseleniia-vyrastut-na-126.html?ysclid=mcxqdlzqx7595209529>

119. ФАС предложила навести порядок в неумеренном и коммерческом потреблении электричества. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://finance.rambler.ru/money/51729785-fas-predlozhila-navesti-poryadok-v-neumerennom-i-kommercheskom-potreblenii-elektrichestva/?ysclid=mcxlurf4gb823942358>

120. Федеральный закон «О территориях опережающего развития в Российской Федерации» от 29.12.2014 № 473-ФЗ (последняя редакция) // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_172962/

121. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ (последняя редакция) // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 01.03.2024)

122. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ (последняя редакция) // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/

123. Федеральный закон от 26.07.2010 г. № 187-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых

законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона „Об электроэнергетике“» // Администрация Президента России 2025 год. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/31534>

124. Федеральный закон от 27.12.2018 г. № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_314661/

125. Федорова Л.А., Федоров С.Ф. Диагностика, управление и моделирование бизнес-процессов на предприятии. Монография, 2023. - 124 с.

126. Шкрет А.Ф. Методические особенности оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий // Материалы Четвертой Российской научно-технической конференции. Ульяновск, 2003. 4 с.

127. Цифровизация энергетики // материалы НИУ ВШЭ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energy.hse.ru/digitalization>

128. Черняев М.В., Гаврюсов С.В. Развитие малой энергетики - залог роста российской экономики // Экономические системы. - 2019. - №1-2. - С. 125

129. Читинскую ТЭЦ-1 модернизируют по федеральной программе КОММОД // Вести Чита [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gtrkchita.ru/news/sotssfera/chitinskuiu-tets-1-moderniziruiut-po-federalnoi-programme-kommod-66969/?ysclid=mdm3jvx6z23535258>

130. Что означает для энергетиков стандартизация протокола LoRaWAN // РБК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://chr.plus.rbc.ru/news/6038dff27a8aa9ad16473dd5>

131. Экономические показатели – Россия // TradingView [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.tradingview.com/markets/world-economy/>

132. Электроэнергетика: фокус на свободном денежном потоке и дивидендах. Стратегия на 2024 // «БКС Экспресс», 19.12.2023 [Электронный ресурс]. URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/elektroenergetika-fokus->

na-svobodnom-denezhnom-potoke-i-dividendakh-strategiia-2024 (дата обращения: 01.03.2024)

133. Электроэнергетика как драйвер экономического роста России в 2025 году. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://1vat.ru/info/elektroenergetika-kak-drayver-ekonomicheskogo-rosta-rossii-v-2025-godu-l-1vatru.aspx>

134. Электроэнергетические системы России. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2024/> (дата обращения 11.11.2024)

135. Энергетическая стратегия – 2035. Задачи и реалии // RusCable.Ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ruscable.ru/article/energeticheskaya_strategiya_2035_zadachi/ (дата обращения: 27.09.2024).

136. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYlA60.pdf> (дата обращения: 27.05.2025).

137. Энергетический сегмент. АО «ЭН+ Генерация». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://enplusgroup.com/ru/>

138. СИМ – важнейший элемент цифровой трансформации электроэнергетики // Пресс-релиз АО «СО ЕЭС» - 2024. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/25102/>

139. Dicklie G. Energy efficiency could offer major climate wins. But what is it? // Reuters, 05.12.2023. URL: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/energy-efficiency-could-offer-major-climate-wins-what-is-it-2023-12-05/> (accessed: 01.03.2024)

140. Doyle P., Stern P. Marketing Management and Strategy // Pearson Education Ltd, 2006, 446 p

141. Drucker P.F. The Practice of Management. N. Y.: Harper & Brothers, 1954. ; Drucker P.F. Management: Tasks, Responsibilities, Practices. N. Y.: Harper & Raw,1973.
142. Electricity sector in Russia // Wikipedia. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_Russia
143. Emerson H. The Twelve Principles of Efficiency // Biznes-Inform Publ. 1997. 200 p.
144. Energy Efficiency 2023 - Executive summary // IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023/executive-summary> (accessed: 01.04.2024)
145. Energy Production and Consumption // Our World in Data URL: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
146. Renewable power generation costs in 2021 // International Renewable Energy Agency. 2022. 204 p.
147. Ricardo D. On the Principles of Political Economy and Taxation // Eskmo Publ. 2007. 960 p.
148. Richard S. Hamilton. Wikipedia URL: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.6eb68a07-6899aac0-9ff5608e-74722d776562/https/en.wikipedia.org/wiki/Richard_S._Hamilton#External_links
149. Wang J., Chai Y., Shao Y., Qian X. Techno-economic Assessment of Biogas Project: a Longitudinal Case Study from Japan // Resources, Conservation & Recycling. 2021. Vol. 164

Анкета для прохождения опроса эффективности инвестиционной политики в Московском регионе

Компания _____.

ФИО _____.

Стаж работы в отрасли _____ лет.

Оцените по шкале от 1 до 100 влияние каждого представленного показателя на эффективности инвестиционной политики в электроэнергетическую отрасль.

Заполните поле «Оценка по шкале от 1 до 100» в таблице 1, где 1 показывает низкое влияние, а 100 очень высокое.

Таблица 1. Анкета для заполнения

№	Параметры оценки	Оценка по шкале от 1 до 100
1	Инвестиционные усилия	
2	Барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики	
3	Мобилизационная экономика	
4	Санкции недружественных стран	
5	Цифровизация электроэнергетики	

Таблица 2. Параметры для оценки эффективности инвестиционной политики в электроэнергетической отрасли

Параметр	Смысл параметра	Экономический эквивалент
Ef	Эффективность инвестиционной политики в отрасли электроэнергетики.	Конечная результативность инвестиций в отрасль (результатирующий показатель).
Us	Инвестиционные усилия	Общий объем доступных инвестиционных ресурсов (собственные средства компании, государственные субсидии, льготные кредиты и т.д.).
Ris	Барьеры, возникающие в отношении реализации	Внутренние барьеры реализации инвестиций:

	инвестиционной политики.	<ul style="list-style-type: none"> • Нормативно-правовые (сложные процедуры согласований, неясное законодательство, длительные сроки получения разрешений). • Инфраструктурные (ограниченные мощности сетей для подключения новых объектов, износ существующей инфраструктуры). • Рыночные (неопределенность спроса, ценовые риски, конкуренция).
Xp	Специфический фактор внешней среды.	<p>Динамические барьеры реализации инвестиций:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Мобилизационная экономика. • Санкции недружественных стран. • Цифровизация электроэнергетики.

Таблица результатов оценки экспертами

№	Инвестиционные усилия, Us	Барьеры, возникающие в отношении реализации инвестиционной политики, Ris	Мобилизационная экономика, xp1	Санкции недружественных стран, xp2	Цифровизация электро-энергетики, xp3
1	70	100	80	60	75
2	60	55	50	40	50
3	90	70	60	60	60
4	100	93	60	70	60
5	100	85	60	70	70
6	85	55	50	70	70
7	80	70	50	60	70
8	100	50	100	80	50
9	90	100	10	10	100
10	90	45	30	60	30
11	80	50	80	50	99
12	75	81	64	64	30
13	75	70	60	90	50
14	90	55	50	75	80
15	75	65	70	100	70
16	60	70	80	70	70
17	40	80	80	80	80
18	100	90	30	50	100
19	68	85	40	40	45
20	50	65	35	55	45
21	50	50	80	62	93
22	57	55	30	50	40
23	70	52	30	59	45
24	81	55	59	77	64
25	42	36	34	40	51
26	73	56	64	59	65
27	84	65	92	16	57
28	76	70	40	41	87
29	53	44	86	85	80
30	79	49	38	44	59
31	55	57	36	81	59

Таблица вариантов результирующей оценки инструментов

		B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15	B16
Критерий 1		З	З	З	Ж	З	Ж	Ж	Ж	Ж	Ж	К	Ж	К	К	К	З
Критерий 2		З	З	Ж	З	Ж	З	Ж	Ж	Ж	К	Ж	К	Ж	К	К	З
Критерий 3		З	Ж	З	З	Ж	Ж	З	Ж	К	Ж	Ж	К	К	Ж	К	К
ИТОГ		Э	ЭД	ЭД	ЭД	ЭСД	ЭСД	ЭСД	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н
B17	B18	B19	B20	B21	B22	B23	B24	B25	B26	B27							
З	К	З	К	К	З	З	Ж	Ж	К	К							
К	З	К	З	К	Ж	К	З	К	З	Ж							
З	З	К	К	З	К	Ж	К	З	Ж	З							
Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н							

З – «ЗЕЛЕНый» результат Критериев 1,2 и 3;

Ж – «ЖЕЛТый» результат Критериев 1,2 и 3;

К – «КРАСНый» результат Критериев 1,2 и 3;

Э – инструмент признан эффективным;

ЭД – инструмент будет признан эффективным после доработок;

ЭСД – инструмент будет признан эффективным после существенных доработок;

Н – инструмент неэффективен.

Таблица интеграции только положительных результирующих оценок для Критериев 1, 2 и 3 с критерием «Нормативная обеспеченность/барьерность» в рамках АСОИПЭЭ

	В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7	В8	В9	В10	В11	В12	В13	В14	В15	В16
Критерий 1	З	З	З	Ж	З	Ж	Ж	З	З	З	Ж	З	Ж	Ж	З	З
Критерий 2	З	З	Ж	З	Ж	З	Ж	З	З	Ж	З	Ж	З	Ж	З	З
Критерий 3	З	Ж	З	З	Ж	Ж	З	З	Ж	З	З	Ж	Ж	З	З	Ж
Критерий 4	З	З	З	З	З	З	З	Ж	Ж	Ж	Ж	Ж	Ж	Ж	К	К
ИТОГ	Э	ЭД	ЭД	ЭД	ЭСД	ЭСД	ЭСД	ЭД	ЭСД	ЭСД	ЭСД	Н	Н	Н	Н	Н
В17	В18	В19	В20	В21												
З	Ж	З	Ж	Ж												
Ж	З	Ж	З	Ж												
З	З	Ж	Ж	З												
К	К	К	К	К												
Н	Н	Н	Н	Н												

Критерий 4 – критерий «Нормативная обеспеченность/барьерность».

З – «ЗЕЛЕНЬИЙ» результат Критериев 1,2 ,3 и 4;

Ж – «ЖЕЛТЫЙ» результат Критериев 1,2 ,3 и 4;

К – «КРАСНЫЙ» результат Критериев 1,2 ,3 и 4;

Э – инструмент признан эффективным;

ЭД – инструмент будет признан эффективным после доработок;

ЭСД – инструмент будет признан эффективным после существенных доработок;

Н – инструмент неэффективен.