

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Институт экономики и управления
Кафедра систем управления энергетикой и промышленными предприятиями

На правах рукописи



Мышкина Людмила Сергеевна

**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТАРИЙ
ИНТЕГРАЦИИ ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ
ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГИОНАЛЬНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ**

Специальность 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика
(экономика промышленности)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
доктор экономических наук, доцент
Кожевников Михаил Викторович

Екатеринбург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ	15
1.1. Проблемы модернизации энергетической инфраструктуры регионов .	15
1.2. Теоретические закономерности, формы и опыт интеллектуализации электроэнергетики	28
1.3. Техничко-экономические особенности локальных интеллектуальных энергосистем	39
1.4. Выводы по главе 1	47
ГЛАВА 2. ФОРМИРОВАНИЕ НОВЫХ ОРГАНИЗАЦИОННО- ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ СУБЪЕКТАМИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	49
2.1. Целевые характеристики институциональной среды, стимулирующей развитие интеллектуальных энергосистем	49
2.2. Направления совершенствования розничного рынка электроэнергии	60
2.3. Модель платформенного взаимодействия экономических субъектов региональной энергетики.....	66
2.4. Выводы по главе 2	78
ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ИНТЕГРАЦИИ ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГИОНАЛЬНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ	81
3.1. Методические положения оценки системных эффектов от интеграции локальных интеллектуальных энергосистем	81

3.2. Экономическая оценка решения проблемы перекрестного субсидирования	99
3.3. Экономические эффекты повышения инвестиционной привлекательности объектов интеллектуальной энергетики.....	106
3.4. Выводы по главе 3	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	123
Приложение А Систематизация понятийного аппарата в области интеллектуальной энергетики.....	150
Приложение Б География внедрения цифровых решений и технологий в электроэнергетике России.....	159
Приложение В Анализ региональной энергосистемы Новосибирской области	160
Приложение Г Влияние интеграции ЛИЭС «Березовое» на технико-экономические показатели энергорайона ПС «Силикатная»	167
Приложение Д Определение приоритетных районов интеграции ЛИЭС в г. Новосибирск.....	171
Приложение Е Акты внедрения результатов диссертации	178
Приложение Ж Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ.....	183

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Экономическое развитие России, ее отдельных регионов и хозяйствующих субъектов сегодня происходит в условиях беспрецедентных вызовов, связанных с санкционной политикой, необходимостью импортозамещения, проведения масштабной модернизации промышленности и инфраструктуры городов. Исходя из задач обеспечения технологического суверенитета страны, в ближайшей перспективе ожидается рост энергоемких секторов экономики и промышленности. При этом в программах развития отечественной энергетики прослеживается ориентация на рост производства электроэнергии на крупных электростанциях, что предполагает значительные капиталовложения с длительными сроками окупаемости, а удаленность указанных источников энергии от потребителей требует дополнительных затрат на развитие национальной электрической сети. Такая политика, формируемая на федеральном уровне, приводит к росту цен на электрическую энергию и мощность в регионах, а высокий уровень износа распределительных сетей сопровождается снижением надежности электроснабжения.

На этом фоне становится все более востребованной распределенная генерация на основе когенерационных установок малой мощности, способствующая росту надежности и снижению затрат на электроэнергию для конечных потребителей. Эти установки обладают большим потенциалом использования принципиально новых технологий, соответствующих отраслевым трендам: цифровых и платформенных решений, предиктивной аналитики, устройств наблюдения за оборудованием в режиме реального времени. В результате в структуре региональной энергетики формируется новый класс энергообъектов – *локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС)*, создание которых сопровождается ростом безопасности и экономической эффективности энергоснабжения хозяйствующих субъектов.

Появление ЛИЭС трансформирует архитектуру энергосистемы и порождает ряд новых организационно-экономических вопросов. Они, в частности, связаны с определением экономических эффектов при реализации проектов цифровизации, совершенствованием порядка экономического взаимодействия различных субъектов розничного энергорынка, вопросами повышения инвестиционной привлекательности новых объектов электроэнергетики. Таким образом актуализируются исследования, направленные на получение полезных для субъектов РФ решений в области энергоснабжения, определение оптимальных вариантов создания и интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в энергетику региона. Указанные вопросы и формируют проблемную область настоящей диссертации.

Степень разработанности проблемы. Теоретической основой диссертации послужили труды ученых в области формирования и управления развитием энергетических систем, экономики и менеджмента в энергетике, повышения эффективности систем энергоснабжения на основе интеллектуализации: Л.С. Беляева, В.В. Бушуева, Ф.В. Веселова, Э.П. Волкова, И.О. Волковой, Н.И. Воропая, А.Ю. Домникова, А.П. Дзюбы, А.Ф. Дьякова, В.В. Елистратова, Л.Д. Гительмана, И.Д. Грачева, М.Д. Дильмана, В.А. Зубакина, В.И. Колибабы, М.В. Кожевникова, Г.Ф. Ковалева, Э.М. Косматова, В.В. Кузьмина, В.И. Локтионова, Н.Г. Любимовой, А.А. Макарова, С.А. Некрасова, В.Р. Огорокова, Р.В. Огорокова, Б.Е. Ратникова, Т.С. Ремизовой, Ю.Н. Руденко, В.А. Стенникова, С.П. Филиппова, Л.Д. Хабачева, Д.В. Холкина, А.А. Хохлова, И.С. Чаусова, В.И. Эдельмана, С. Бхаттачария, С. Карли, С. Чоудхури.

Особенности функционирования объектов распределенной энергетики, разработки систем децентрализованного управления рассматривались в исследованиях Ф.Л. Бык, К.А. Дацко, Д.А. Ивановского, П.В. Илюшина, И.С. Кожуховского, А.Л. Куликова, В.В. Молодюка, А.В. Паздерина, В.О. Самойленко, А.М. Синельникова, М.Г. Тягунова, А.Г. Фишова, Д. Корнфорта, А. Квасински, Х. Фарханги, Н. Хациаргириу.

В диссертации использованы работы в области надежности энергосистем и бесперебойности электроснабжения таких авторов как В.Г. Китушин, Н.А. Манов, В.П. Обоскалов, Б.В. Папков, М.Н. Розанов, И.А. Ушаков, Ю.Я. Чукреев, Р. Аллан, Р. Биллингтон, Н.К. Шарма

Анализ литературы показывает, что по *техническим вопросам* развития распределенной энергетики на основе локальных энергосистем накоплен определенный научный задел и практический опыт. В то же время *организационно-экономические вопросы*, учитывающие региональную специфику ЛИЭС, изучены в недостаточной степени, в связи с чем очевидна необходимость их более глубокой проработки. Основные теоретико-методологические проблемы связаны с отсутствием единого понятийного аппарата и целостного представления о разнообразии объектов интеллектуальной энергетики, изменениях в механизмах энергетических рынков при активном внедрении интеллектуальных энергосистем, особенностях оценки экономических эффектов проектов интеллектуализации региональной энергетики.

Целью диссертационного исследования является разработка организационно-экономических инструментов, обеспечивающих эффективную интеграцию локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику.

Поставленная цель достигается решением следующих **взаимосвязанных задач**.

1. Выявить теоретические закономерности и отраслевые особенности интеллектуализации электроэнергетики, включая уточнение понятийного аппарата, определение уровней интеллектуализации, классификацию типов локальных интеллектуальных энергосистем и систематизацию экономических эффектов при их внедрении и развитии в регионах.

2. Разработать модель интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику, обеспечивающую финансовую устойчивость производителей электрической и тепловой энергии, повышение их

инвестиционной привлекательности, рост доступности и бесперебойности поставок энергоносителей для потребителей.

3. Сформулировать методические положения оценки экономических эффектов от интеграции локальных интеллектуальных энергосистем и включения оператора ЛИЭС в состав субъектов розничного рынка, позволяющие обосновать приоритетные решения по развитию региональной энергетики с высокой степенью интеллектуализации.

Объект исследования – локальные интеллектуальные энергосистемы как новый класс объектов региональной энергетики, повышающие эффективность энергоснабжения для конечных потребителей.

Предметом исследования являются экономические отношения на розничном рынке электрической энергии, возникающие в процессе интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику.

Основная идея заключается в том, что интеграция локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику обеспечивает получение значимых экономических эффектов субъектами розничного рынка электроэнергии, а также повышение энергетической безопасности и независимости территории, (рис. 1).

Области исследования диссертационной работы соответствуют следующим пунктам Паспорта специальности ВАК 5.2.3 «Региональная и отраслевая экономика» специализации «Экономика промышленности»: 2.11 «Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий»; 2.14. «Проблемы повышения энергетической эффективности и использования альтернативных источников энергии».



Рисунок 1 – Логика реализации основной идеи диссертационного исследования

Методология и методы исследования. Диссертационное исследование базируется на трудах отечественных и зарубежных ученых, посвященных проблемам повышения эффективности систем энергоснабжения; вопросам их трансформации на основе распределенной энергетики; анализу организационно-экономических отношений при появлении новых субъектов розничного рынка. Для решения поставленных задач применена методология системного подхода и системного анализа. Использовались методы теории управления изменениями, риск-менеджмента и управления рисками, экономико-математического моделирования, теории вероятностей и математической статистики.

Информационная база исследования включает: размещенные в открытом доступе нормативно-правовые акты РФ; статистические и аналитические материалы и доклады Росстата, Минэнерго России, научно-исследовательских институтов (ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН и др.), энергетических агентств (МЭА, IRENA), энергетических подразделений консалтинговых компаний (KPMG, PWC, РБК), энергокомпаний (СО ЕЭС, Россети и др.), производителей оборудования распределенной генерации малой мощности; отчеты о функционировании локальных энергосистем (ВШЭ, СКОЛКОВО, EnergyNet, СИГРЭ); публикации в периодических изданиях и материалы научных конференций.

Научная новизна исследования состоит в развитии теоретических аспектов и разработке инструментов внедрения локальных интеллектуальных энергосистем в региональной энергетике, включая оценку получаемых экономических эффектов.

Положения диссертационной работы, выносимые на защиту.

1. Расширены теоретические представления об организационно-экономических принципах функционирования новых энергетических объектов – локальных интеллектуальных энергосистем: уточнено понятие и предложена их классификация, систематизированы их свойства и получаемые экономические эффекты; разработаны критерии интеллектуализации и изменения в архитектуре региональной энергетике. Обосновано, что создание локальных

интеллектуальных энергосистем способствует повышению надежности электроснабжения и энергетической безопасности территории, а также экономической эффективности энергоиспользования для конечных потребителей (пункт 2.14 Паспорта специальности 5.2.3 ВАК РФ).

2. Предложена модель интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику, включающая: программы развития распределенной энергетики, новые формы договорных отношений между поставщиками и потребителями энергии, изменения в правилах взаимодействия субъектов энергорынка, координируемых специализированным оператором. Данная модель обеспечивает совершенствование институциональной среды розничного рынка электрической энергии, дополнительные системные эффекты и рост инвестиционной привлекательности интеллектуальных энергетических объектов (пункт 2.11 Паспорта специальности 5.2.3 ВАК РФ).

3. Разработаны методические положения оценки экономических эффектов от интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику, в комплексе учитывающие технико-экономические характеристики энергетического оборудования, особенности формирования себестоимости электрической и тепловой энергии, соотношение спроса и предложения на энергетические товары. Применение предложенного инструментария позволяет обосновать, что создание коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем снижает уровень перекрестного субсидирования, сдерживающего социально-экономическое развитие регионов (пункты 2.11, 2.14. Паспорта специальности 5.2.3 ВАК РФ).

Теоретическая значимость работы заключается в приросте знаний об экономических аспектах интеллектуализации в энергетике, трансформирующей процессы взаимодействия энергокомпаний с потребителями, а также в разработке оригинального методического инструментария оценки экономической эффективности, получаемых в результате внедрения локальных интеллектуальных энергосистем.

Практическая значимость обусловлена обоснованием целесообразности внедрения полученных результатов диссертации:

в операционной деятельности субъектов розничного рынка электроэнергии – при реализации проектов распределенной энергетики, позволяющих получить дополнительные доходы, снизить операционные издержки игроков рынка, создать благоприятные условия для активизации инвестиционного процесса;

в сфере отраслевого регулирования – при подготовке нормативно-правовых актов для реализации региональных программ развития распределенной энергетики и разработке мероприятий по снижению перекрестного субсидирования;

в образовательной деятельности – при обучении специалистов по инженерным, экономическим и управленческим специальностям в высших учебных заведениях, а также по программам повышения квалификации сотрудников энергокомпаний.

Достоверность полученных результатов диссертации обусловлена корректным использованием научных методов и математического аппарата, проведением численных экспериментов с применением лицензионного программного обеспечения, полнотой проведенного анализа и разработанных научных положений, положительной оценкой авторитетных экспертов на научно-практических конференциях и семинарах, практическим внедрением результатов на энергетических предприятиях и в учебном процессе высших учебных заведений.

Апробация результатов. Результаты диссертационного исследования обсуждались на семинарах и конференциях различного уровня: Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (2019-2024 гг.); Секция «Активные системы распределения энергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы» (г. Москва, 2020 г., 2023 г.); Школа молодых ученых «Приоритеты научно-

технологического развития энергетики России» (г. Москва, 2021 г.); Международная конференция «РЗА-2021» (г. Москва, 2021 г.); Международная конференция «TMREES Conference Series: Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability» (Франция, 2023 г.); Международная научно-техническая конференция «Conference on Industrial Engineering» (г. Сочи, 2023 г.); Международная научно-техническая конференция «International Ural Conference on Electrical Power Engineering» (г. Магнитогорск, 2023-2024 гг.); Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Красноярск, 2023 г.); Всероссийская школа молодых ученых «Цифровизация, декарбонизация и децентрализация современной электроэнергетики» (г. Севастополь, 2024).

Внедрение полученных в диссертации научных результатов выполнено в энергетических компаниях, занимающихся развитием коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем в г. Новосибирск (ООО «Генерация Сибири», г. Новосибирск) и разработкой схем тепло- и электроснабжения территорий (ООО «Квест Сервис Сибирь», г. Новосибирск), что подтверждается актами. Кроме этого, результаты апробированы при проведении ряда научно-исследовательских работ: «Разработка целевой модели (прототипа) Minigrid» (2018-2020 гг.); «Методика и модель расчета индикативных показателей надежности при управлении развитием систем электроснабжения» (рег. номер АААА-Б21-221011990004-9., 2021 г.); «Обоснование направления развития распределенной энергетики и эффективности создания локальных энергетических комплексов» (рег. номер 222031500047-2, 2021 г.); «Повышение эффективности систем энергоснабжения территории опережающего развития» (рег. номер 122042500057-8, 2022-2023 гг.); «Методы развития систем теплоснабжения в составе коммунальной энергетической инфраструктуры» (рег. номер 123051500109-5, 2023-2024 гг.).

Результаты диссертации используются в учебном процессе на факультете Энергетики Новосибирского государственного технического университета при реализации программ бакалавриата «Цифровые технологии в

электроэнергетике» и магистратуры специализаций «Электроэнергетические системы и сети», «Электроэнергетика: экономика и управление на предприятиях энергетики», в Саяно-Шушенском филиале Сибирского федерального университета при реализации программы магистратуры «Гидроэлектростанции», в Институте экономики и управления Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина в рамках программы магистратуры «Энергетический бизнес».

Публикации. Основное содержание диссертационной работы отражено в 19 основных публикациях, из них 10 в периодических рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ, включая 6 индексируемых базами Scopus и Web of Science. Общий объем публикаций 12,76 п. л., в том числе авторских 6,48 п. л.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников из 216 наименований, 6 приложений. Общий объем работы составляет 184 страниц, включая 34 рисунка и 19 таблиц.

В первой главе проанализированы особенности трансформации электроэнергетики в России, выявлены теоретические закономерности интеллектуализации отрасли. Исследованы факторы создания локальных интеллектуальных энергосистем в зоне действия ЕЭС России. Показано, что развитие ЛИЭС ведет к изменению архитектуры региональной энергосистемы, повышению ее энергетической безопасности и независимости.

В рамках второй главы предложена модель интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику. Обоснована необходимость создания нового субъекта – вертикально-интегрированного оператора ЛИЭС. Рассмотрены возможности организации платформенного взаимодействия производителей и потребителей энергии на розничном рынке.

В третьей главе разработаны методические положения оценки экономических эффектов от интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику, позволяющие принимать решения о

реализации соответствующих инвестиционных проектов и обосновывать приоритеты создания коммунальных ЛИЭС.

В заключении обобщены достигнутые научно-практические результаты и сформулированы направления дальнейших исследований.

ГЛАВА 1. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1. Проблемы модернизации энергетической инфраструктуры регионов

Важнейшим элементом в формировании современной экономики является развитие регионов [1–3]. Это комплексный процесс, способствующий повышению благосостояния общества путем обеспечения сбалансированности социально-экономического и экологического развития, осуществляемого на основе рационального использования ресурсного потенциала региона [4–6].

Электроэнергетика при этом является жизнеобеспечивающей отраслью для различных секторов – от промышленности до населения и прочих потребителей бытового сектора [7, 8], формируя одну из критических инфраструктур любого региона [9]. В каждый момент времени электроэнергетика обеспечивает потребности народного хозяйства страны и ее регионов в электроэнергии и мощности с необходимым уровнем надежности электроснабжения, качества электроэнергии и минимальным воздействием на окружающую среду. Вследствие этого функционирование электроэнергетики можно рассматривать как необходимое условие для развития региона и экономического роста [2].

Сегодня, наблюдается смена организационно-технологического уклада [10–18], обуславливающая качественные изменения энергетической отрасли. Этот процесс происходит во всех странах мира.

Ключевыми драйверами изменений являются: 1) высокий уровень электрификации промышленных процессов в различных отраслях экономики; 2) децентрализация управления и рыночных взаимодействий; 3) интеллектуализация и использование цифровых технологий; 4) декарбонизация, направленная на освоение эколого- и энергоэффективных технологий производства и потребления энергии [19-22].

Данные процессы требуют согласованности трансформации субъектов реального сектора экономики и электроэнергетики, где большое значение имеет повышение интеллектуализации региональной энергетики.

Основная цель трансформации мировой электроэнергетики – повышение гибкости и эффективности при сокращении потребления углеводородного топлива. Современные вызовы требуют поиска путей для перехода к новым организационно-экономическому и технико-технологическому базисам в электроэнергетике, определяют значительные изменения в отрасли, прежде всего связанные с ее интеллектуализацией, внедрением цифровых технологий и автоматизацией технологических процессов на различных уровнях – от функционирования до планирования перспективного развития (Рисунок 1.1).

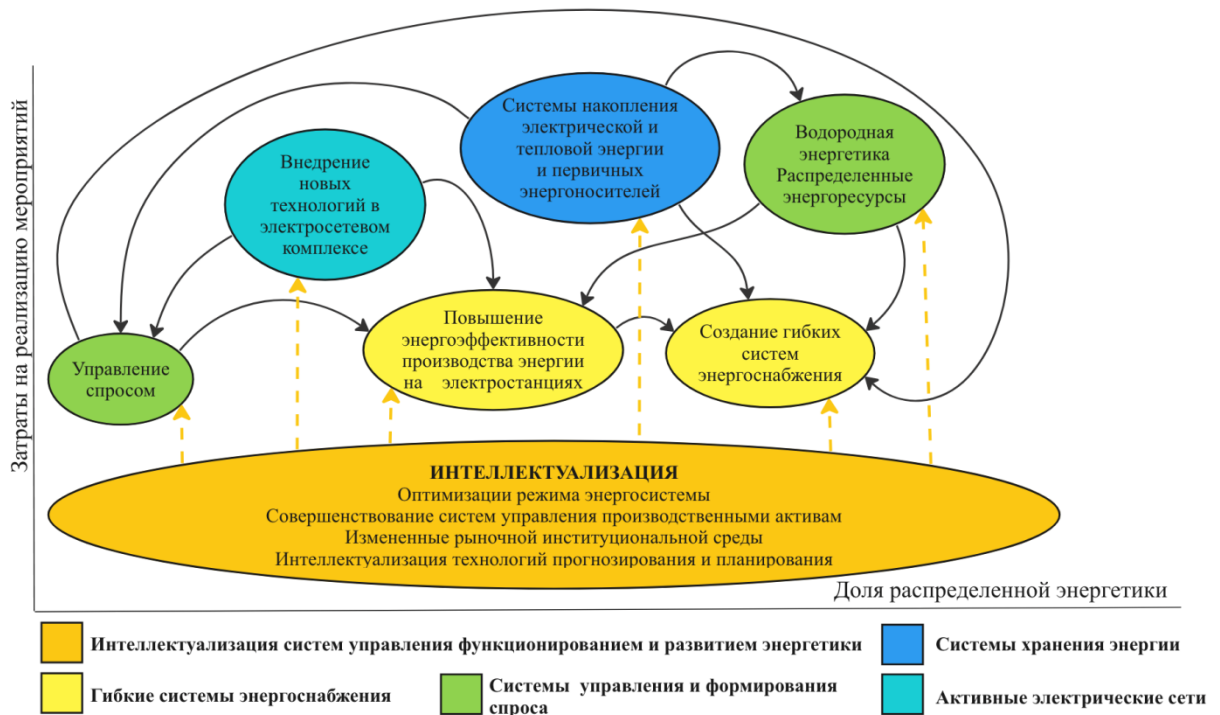


Рисунок 1.1 – Технологии повышения эффективности системы энергоснабжения (адаптировано автором по [14, 23–27])

Указанные выше глобальные драйверы энергетического перехода проявляются во всех странах, однако определяющее влияние на энергетический переход и развитие отрасли оказывают региональные и территориальные факторы.

На основе анализа годовых отчетов крупных энергетических системообразующих компаний (ПАО «Россети», АО «СО «ЕЭС»), материалов и отчетов Минэнерго России, консалтинговых компаний выявлены дополнительные факторы, влияющие на трансформацию российской электроэнергетики.

Высокая доля раздельного производства тепловой и электрической энергии. В производственном потенциале ЕЭС России ключевую роль играют 880 электростанций, суммарная установленная мощность которых превышает 246 ГВт (см. Таблица 1.1). Среди них тепловые электростанции (ТЭС) занимают значительную часть от общей электрической мощности - 60,7%. ТЭС также составляют большую долю в балансах мощностей и энергии (66,08% и 60,73% соответственно). Следует подчеркнуть, что выработка электроэнергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) по теплофикационному циклу составляет лишь около 30%, что указывает на то, что потенциал энергоэффективности используется не в полной мере.

Таблица 1.1 – Структура установленной мощности по энергообъединениям (рассчитано автором по [27–31])

Энерго- объедине- ние	Установ- ленная тепловая мощ- ность Q	Установ- ленная электри- ческая мощность P	Q/P	Производ- ство тепловой энергии W ^Q	Потреб- ление электри- ческой энергии W ^P	W^Q/W^P	KIU^Q	KIU^P
	ГВт		о. е.	тыс. ГВт·ч		о. е.	%	
РФ	987,45	246,34	4,01	1522,45	1033,72	1,47	17,60	47,9
ЦФО	276,22	54,65	5,05	383,37	225,99	1,7	15,84	47,2
СЗФО	112,31	22,47	5	191,16	106,07	1,8	19,43	53,9
ЮФО и СКФО	68,62	24,86	2,76	56,05	100,69	0,56	9,32	46,2
ПФО	220,6	45,75	4,82	355	183,42	1,94	18,37	45,8
УФО	89,47	35,45	2,52	163,95	167,2	0,98	20,92	53,8
СФО	142,36	49,1	2,9	249,07	195,69	1,27	19,97	45,5
ДФО	77,71	17,14	4,53	92,67	54,64	1,7	13,61	36,4

Одной из причин снижения теплофикационной нагрузки и увеличения доли работы ТЭЦ в конденсационном режиме стал переход промышленных и коммунальных потребителей на собственные источники тепловой энергии – котельные. О динамике котельнизации можно судить по росту числа котельных

начиная с 2005 года (Рисунок 1.2). Котельнизация – это процесс, обратный теплофикации, приводящий к росту отдельного производства тепловой и электрической энергии.

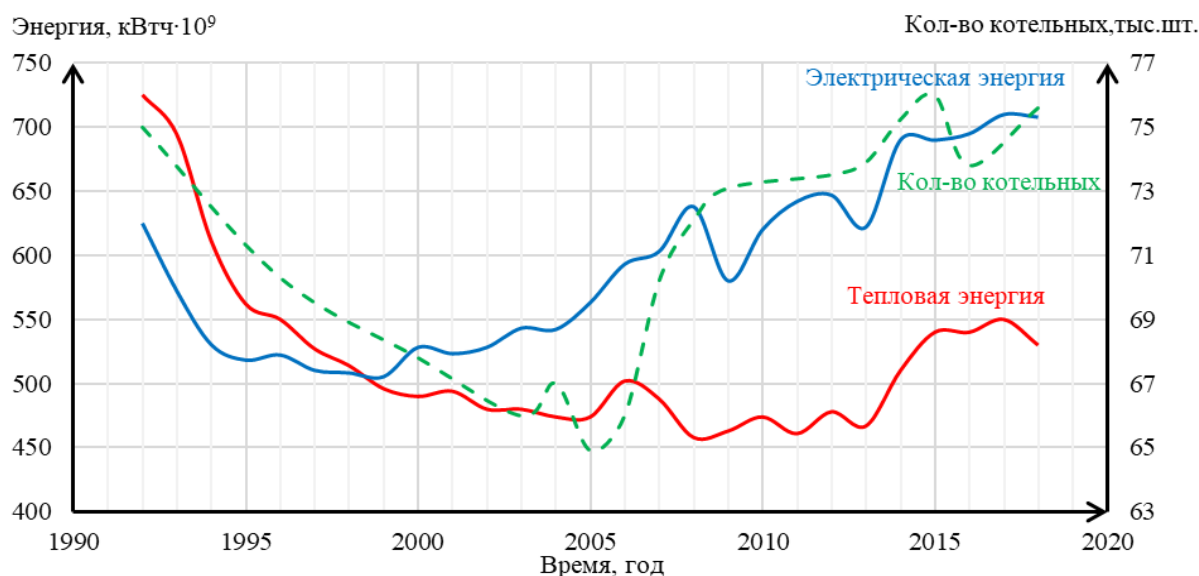


Рисунок 1.2 – Отпуск тепловой и электрической энергии тепловых электростанций (адаптировано автором по [29])

Также следует отметить соотношение суммарной установленной электрической мощности и максимальной нагрузки. Установленная мощность превышает максимум потребления более чем в 1,5 раза. Это указывает на то, что значимая доля генерирующих мощностей обеспечивает надежность электроснабжения [32–34]. При этом даже в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности рабочая мощность (с учетом плановых и аварийных ремонтов, резервов) на 25% превышает нагрузку [28].

Избыточность источников тепловой и электрической энергии приводит к низким значениям КИУМ генерирующего оборудования (Таблица 1.1) по сравнению с показателями КИУМ в европейских странах, где он достигает значений выше 65–70% [19, 30].

В результате в России «мощностная» составляющая в цене электроэнергии, необходимая для содержания избытков, в том числе неэффективной генерации в ЕЭС России [35], в совокупности с низкими показателями КИУМ и высокими показателями расхода топлива приводят к снижению экономической доступности электроэнергии [36].

Старение основных фондов в электрических сетях и генерации.

Электроэнергетика России характеризуется высоким уровнем морального и физического износа основного оборудования (Рисунки 1.3–1.5). Согласно исследованиям [37] и отчетам Минэнерго России [38], техническое состояние около 15% генерирующего оборудования соответствует уровню физического износа более 50%. В целом по электроэнергетике около 2/3 оборудования выработали свой ресурс на 100% [19, 39]. Данная ситуация характерна как в генерирующем, так и в сетевом комплексе.

Например, по данным ПАО «Россети Северный Кавказ», износ электросетевого оборудования по линиям электропередач составляет 75%, а по центрам питания – 85% [37]. При этом по отдельным типам оборудования в различных филиалах ПАО «Россети» уровень физического износа может достигать 95%. Приведенные данные подчеркивают остроту вопроса модернизации или замещения значительной части генерирующего и сетевого оборудования в ближайшем будущем. На решение указанной проблемы во многом направлена адресная поддержка генерирующих компаний через договоры о предоставлении мощности (ДПМ). Ее реализация позволила ввести около 30 ГВт новых мощностей. Однако возврат инвестиций на реализацию данной политики с доходностью 14% в течение 15 лет «перенесен» на потребителей [40]. В итоге наблюдается снижение доступности электроснабжения.

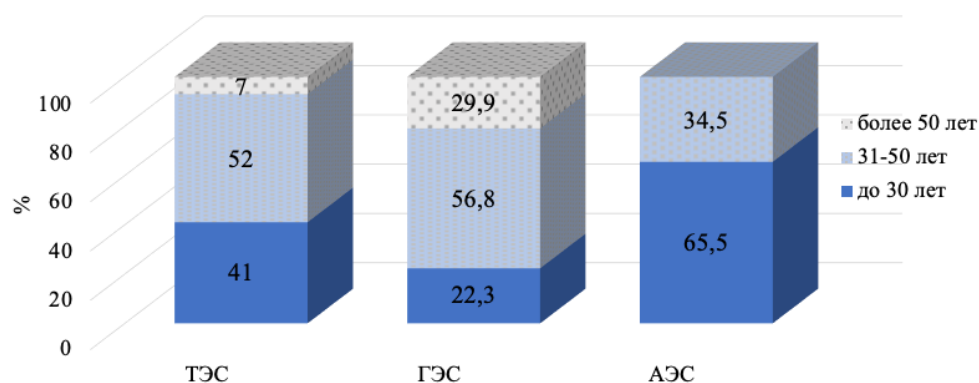


Рисунок 1.3 – Возрастная структура основного оборудования электрических станций (адаптировано автором по [38])

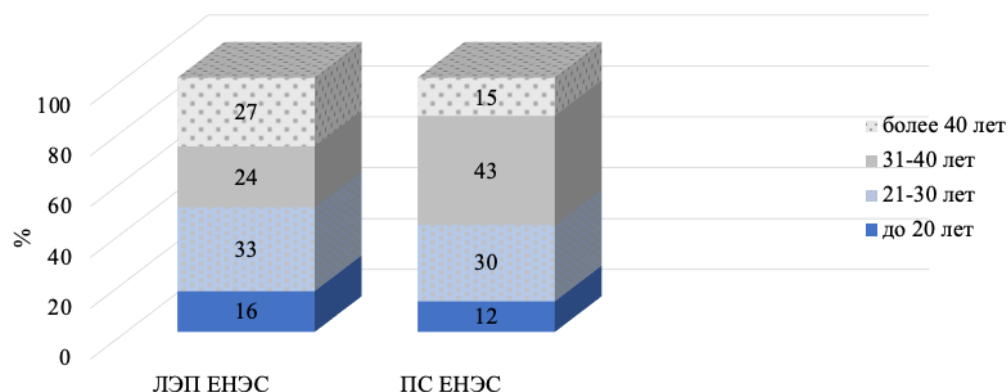


Рисунок 1.4 – Возрастная структура основного оборудования ЕНЭС (адаптировано автором по [38])

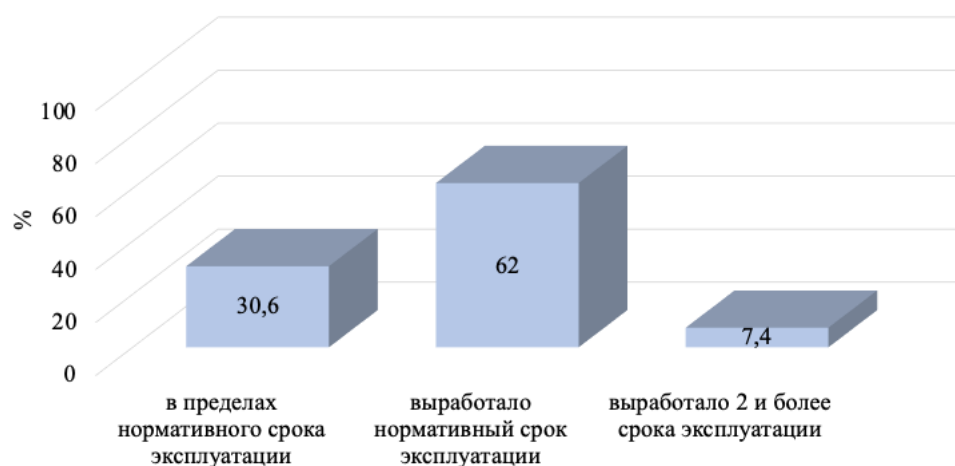


Рисунок 1.5 – Возрастная структура основного оборудования распределительного сетевого комплекса (адаптировано автором по [38])

В отношении электросетевого комплекса следует отметить, что средняя нагрузка магистральных электрических сетей составляет около 26%, а распределительных – около 32% [37, 41]. Так как механизм ценообразования предполагает прямую связь тарифа на передачу с объемом передаваемой электроэнергии, то очевидно, что чем меньше объем оказываемых услуг, тем выше устанавливаемый тариф на следующий период регулирования. На фоне снижения доступности электроснабжения наблюдается снижение бесперебойности. По индексам бесперебойности электроснабжения – SAIDI (средняя продолжительность прерывания электроснабжения в расчете на 1 потребителя) и SAIFI (средняя частота прерываний электроснабжения в расчете

на 1 потребителя в сетях ПАО «Россети») – наблюдается ухудшение соответствующих значений (Рисунок 1.6) [42, 43].

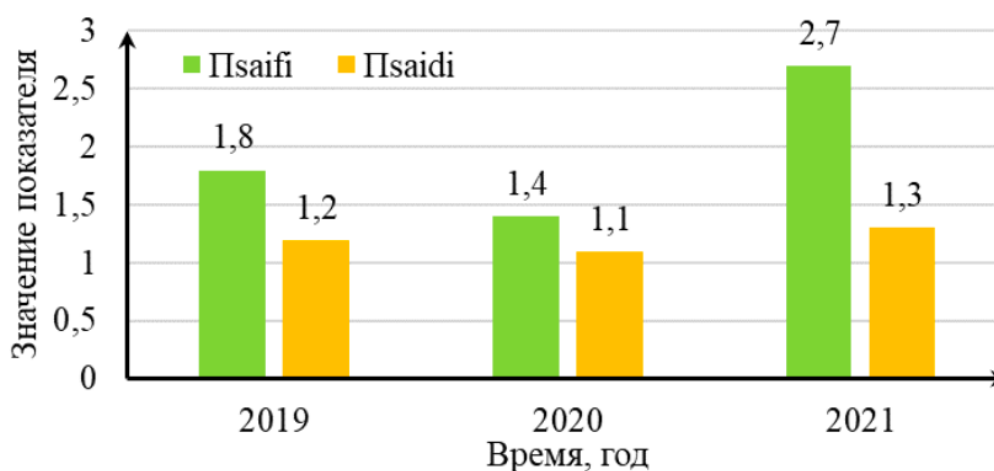


Рисунок 1.6 – Индикативные показатели бесперебойности электроснабжения в сетях ПАО «Россети» [43]

«Узким местом» в вопросах надежности являются распределительные сети среднего и низкого напряжения, отказы в которых обуславливают до 70% нарушений электроснабжения. При этом около 20% прерываний электроснабжения связано с истощением ресурса электрооборудования (Рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 – Распределение причин технологических нарушений в сетях ПАО «Россети» [43]

Для достижения целевых показателей, указанных в Энергетической стратегии до 2035 года, повышения энергоэффективности и обеспечения бесперебойности электроснабжения осуществляются значительные капиталовложения в обновление активов электроэнергетики (Рисунок 1.8). Обоснованием указанных инвестиций зачастую служит необходимость

обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей, но, по существу, это экономическая политика государства в отношении крупных субъектов электроэнергетики для поддержания генерирующих и электросетевых мощностей в работоспособном состоянии.

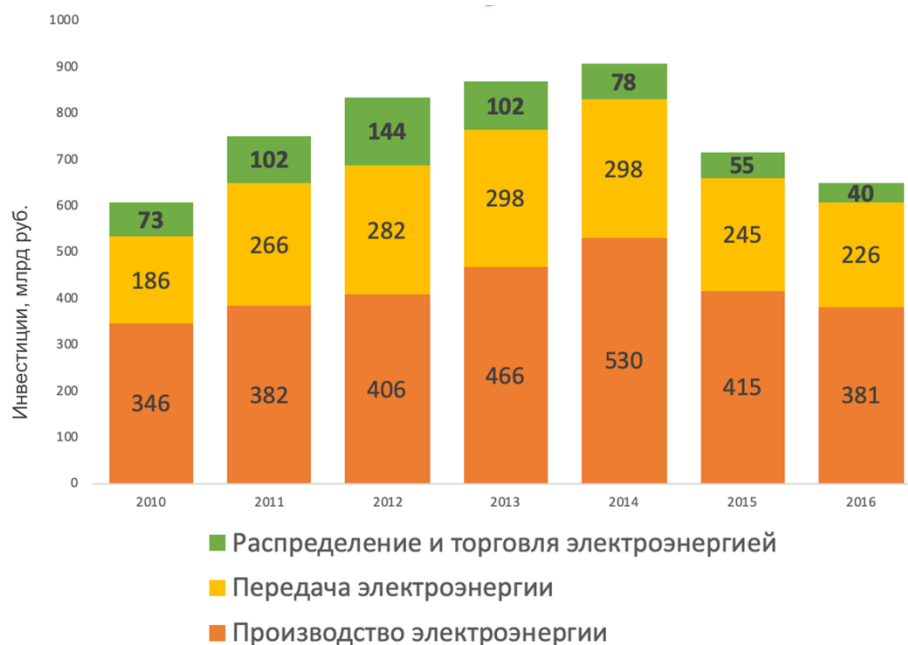


Рисунок 1.8 – Инвестиции в российскую электроэнергетику, млрд руб.
(составлено автором на основе [41, 43])

Начиная с 2018 года для целей повышения надежности и эффективности энергоснабжения реализуется программа цифровизации генерирующего и сетевого комплексов стоимостью 1,3 трлн руб. В результате реализации данной программы высока вероятность появления в электросетевом комплексе своеобразного аналога общеизвестной практики по заключению договора предоставления мощности в генерирующем комплексе. В таком случае, при предоставлении государственных гарантий возврата инвестиций с закреплённой нормой доходности, путем формирования соответствующей надбавки к стоимости электроэнергии, очевидным становится рост стоимости электроэнергии для потребителей [43, 45].

Таким образом, необходимы радикальные меры в части замены изношенного генерирующего и сетевого оборудования, реализация которых не будет сопровождаться ростом «бремени поддержания оборудования», возложенного на потребителей.

Зависимость от импортного оборудования. Российская энергетика нуждается в глубокой трансформации, но при этом она обладает высокой зависимостью от импорта оборудования и комплектующих [46, 47]. Проблема импорта актуальна для отрасли уже в течение долгого времени. Вопрос технологического суверенитета страны неоднократно поднимался на различных уровнях [47–50]. Так, задачи развития техники и технологий отечественного производства декларировались еще в Энергетической стратегии России до 2030 года. Однако с 2017 года доля импортного оборудования в российской энергетике снизилась незначительно: с 37% до 31%. Проблемы с поставками и сервисом энергооборудования обострились весной 2022 года после усиления санкционного давления на Россию со стороны стран Евросоюза, Соединенных Штатов Америки и Великобритании.

На 2023 год доля иностранного оборудования в электроэнергетике, по оценкам Российского энергетического агентства, составляет в среднем 23%, по отдельным компонентам она значительно выше [51]. К примеру, в части газотурбинных установок большой мощности доля импортного оборудования составляет свыше 90%, по трансформаторному оборудованию – около 45%. В электросетевом комплексе, помимо трансформаторного оборудования, высокая доля импортного оборудования эксплуатируется в силовых кабелях, высоковольтных выключателях [39, 47]. Результатом реализации политики импортозамещения и перехода на отечественную базу в электросетевом комплексе стало то, что менее 10% нового оборудования ПАО «Россети» приобретается в западных и восточных странах [51]. Однако в полной мере вопрос импортозамещения не решен. В условиях санкционного давления можно выделить два пути: использовать российское оборудование или приобретать оборудование в дружественных странах. По оценкам Минэнерго России, к 2027 году наиболее критические импортные технологии в электроэнергетике будут замещены отечественными аналогами, на что направлены проекты господдержки. При этом следует учитывать, что достичь 100% доли

отечественного оборудования в активно трансформирующейся электроэнергетике, вероятно, не сможет ни одна страна.

При трансформации отрасли следует уделять внимание повышенным рискам эксплуатации в условиях ограниченной сервисной поддержки и нехватки комплектующих, а также ограниченности отечественных аналогов, высокой стоимостью импортного оборудования ввиду сложных логистических схем его поставки.

С учетом указанных факторов в России наиболее значимой и важной задачей трансформации электроэнергетики является повышение энергоэффективности при производстве и энергосбережения при потреблении электроэнергии [20], что приведет к снижению энергоемкости экономики.

Одним из общеизвестных способов повышения энергоэффективности является повышение коэффициента полезного использования топлива. В России выпускаются эффективные когенерационные агрегаты малой мощности – газотурбинные и газопоршневые (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Примеры когенерационных агрегатов российского производства (составлено автором на основе данных производителей когенерационного оборудования)

	ГПУ	ГТУ	ПВМ
Тип продукции	Электричество и тепло	Электричество и тепло	Электричество и пар
Область применения	Источник тепловой и электрической энергии для коммунальной и промышленной нагрузки	Источник тепловой и электрической энергии для промышленной нагрузки	Источник электрической энергии на промышленной паровой котельной для повышения надежности электроснабжения собственных нужд
Единичная электрическая мощность агрегата	От сотен кВт до 10 МВт	Десятки МВт	Не более 1,5 МВт
Электрический КПД, %	40-47	23-39	50
КПИТ, %	85-89	84-86	-
Коэффициент когенерации, о.е.	0,8-2	1,5-4	-
Уровень шума, дБ	65-80	Более 100	80
Срок службы, лет	25	15	20
Моторесурс, ч	80000	40000	50000

	ГПУ	ГТУ	ПВМ
Отечественные производители	«Промышленные компоненты КАМАЗ», «Завод газовых машин», «Завод ПСМ», «ГК ТЕХ», «КАМА-Энергетика», «ГК ТСС», «НПО Газовые электростанции», «Передовая энергетика», «Волжский дизель имени Маминых», «ОДК Газовые турбины»	«Уральский турбинный завод», «Невский завод», «ОДК Газовые турбины», «ОДК-Авиадвигатель»	«Промышленные компоненты КАМАЗ»

Потенциал использования указанных технологий во многом зависит от уровня газификации в стране, значительно изменившей топливный баланс в регионах. На 2023 году уровень газификации в России составлял 73,8%, а к 2035 году целевой показатель – 82,9 % [52–53].

Появление развитой газовой инфраструктуры создало альтернативу традиционным электрическим сетям, поскольку газификация способствует созданию благоприятных условий для выработки электроэнергии и тепла в непосредственной близости с местами потребления.

Государство активно поддерживает развитие когенерации для повышения энергоэффективности систем теплоснабжения. Были приняты меры, направленные на стимулирование развития малой распределенной когенерации в коммунальной энергетической инфраструктуре. Постановления Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 г. № 1221 и от 15.12.2017 г. № 1562 обязывают использовать когенерационные технологии при реконструкции муниципальных котельных. Развитие децентрализованной когенерации определенно является одной из важных задач энергетической стратегии России до 2035 года.

В России функционирует более 5 тыс. отопительных котельных мощностью от 20 Гкал/ч, использующих в качестве топлива на природный газ

[55, 56]. Такое количество котельных обуславливает значительные возможности для создания мини-ТЭЦ [57].

Инвестиционная привлекательность мини-ТЭЦ зависит от текущих цен на энергию на розничных рынках, которые формируются на основе существующих механизмов тарифообразования для тепловой и электрической энергии [58]. В условиях действующие системы срок окупаемости промышленных мини-ТЭЦ составляет около 3 года. Если электроэнергия поставляется населению и аналогичным группам потребителей по социально обоснованным тарифам, срок окупаемости увеличивается до 5 лет в Благодаря коротким срокам окупаемости и заинтересованности промышленных, сельскохозяйственных и коммерческих потребителей в снижении затрат на энергию, на российском рынке появились компании, предлагающие комплексные услуги по проектированию и строительству мини-ТЭЦ, такие как группа компаний «МКС», «ГРИНТЕХ ЭНЕРДЖИ», «ROLT Group», реализовавшие свыше 150 проектов строительства мини-ТЭЦ.

Развитие распределенной энергетики сегодня определенным образом «стимулируется» электросетевыми компаниями, которые повышают стоимость по удовлетворению запросов потребителей в повышении бесперебойности электроснабжения. Это известная форма «стоимостного» отказа, когда высокая стоимость технологического присоединения вынуждает потребителей первой и второй категории надежности электроснабжения нести затраты на создание собственных резервных генерирующих мощностей и электросетевых объектов.

Указанные факторы в совокупности с ростом стоимости электроэнергии (Рисунок 1.9) привели к росту числа и мощности объектов распределенной энергетики.

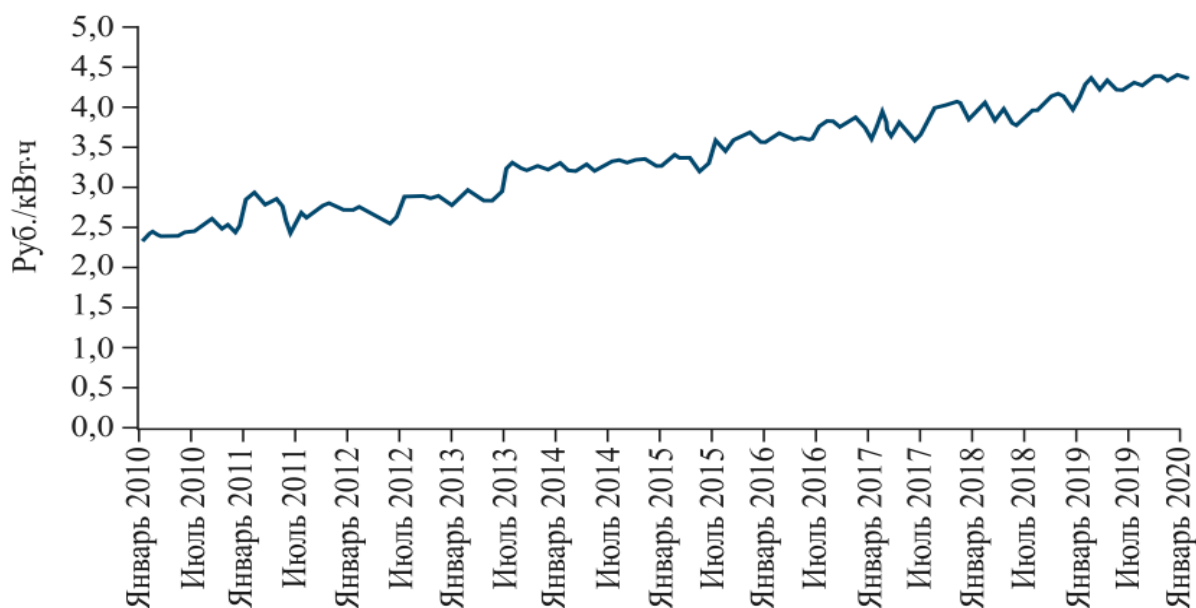


Рисунок 1.9 – Динамика изменения фактической среднеспредельной цены электроэнергии для конечных потребителей [59]

Появились системы комбинированного энергоснабжения предприятий, где часть электроэнергии производится собственными источниками, работающими параллельно с региональной системой электроснабжения [60–64]. Точная оценка доли объектов распределенной энергетики, распределенной генерации в российской электроэнергетике, а также динамики ее изменения довольно затруднительна, так как отсутствует требование о предоставлении информации об объектах собственной генерации мощностью до 25 МВт, если не предусматривается выдача электрической мощности и энергии во внешнюю сеть. Основная причина в том, что указанное требование включается в большинство технических заданий на проекты по созданию предприятиями собственной генерации. По мнению специалистов, совокупная установленная мощность объектов распределенной энергетики приближается к 23–24 ГВт, что соответствует 8–10% от суммарной величины генерирующих мощностей ЕЭС России [10, 36, 61–63, 65–68 и др.].

Как результат, в современных условиях одним из ключевых трендов становится переход к распределенной энергетике, где повышение доступности и

бесперебойности электроснабжения обеспечивается за счет распределенной генерации.

Широкое применение когенерационных агрегатов малой мощности позволит повысить энергоэффективность региональной энергетики без увеличения рисков в силу локализации производства оборудования в России.

Основной причиной сдерживания преобразований в России является присущая отечественной электроэнергетике централизация, где приоритет сегодня отдается системообразующим, крупным генерирующим и сетевым компаниям. Рассмотрение вопроса о нахождении оптимальных решений, способных объединить централизованное и децентрализованное энергоснабжение в рамках управления развитием энергетики регионов, становится все более насущным, и в этом процессе колоссальна роль интеллектуализации для повышения управляемости и сохранения целостности ЕЭС России.

1.2. Теоретические закономерности, формы и опыт интеллектуализации электроэнергетики

В условиях современных вызовов развитие электроэнергетики определяет растущие требования к надежности электроснабжения, снижению цен на электроэнергию, что требует поиска путей для перехода к новому организационно-экономическому и технико-технологическому базису.

Существенные преобразования в сфере электроэнергетики главным образом обусловлены ее интеллектуализацией, внедрением инноваций в области цифровых технологий и автоматизации технологических процессов различного уровня всей цепочки «производство – передача – распределение – сбыт – потребление». В отрасли формируются новые модели взаимодействия между различными субъектами, учитывающие во внимание в том числе разногласия их интересов [69, 70]. Изложенное подтверждает востребованность нового поколения высокотехнологичных решений, способных обеспечить бесперебойность и доступность энергоснабжения.

Основой интеллектуализации отрасли является цифровая трансформация электроэнергетики – изменение и развитие совокупности производственных, экономических отношений на основе цифровых подходов и средств [71].

В литературе встречается обширное количество различных вариаций трактования понятий интеллектуализации и интеллектуальных энергосистем. Отдельные примеры наиболее распространенных трактовок приведены в Приложении А. На глобальном уровне принято использовать определение международного энергетического агентства (МЭА) [72]: интеллектуальная энергосистема – это совокупность объектов электрической сети, комплекса управления и мониторинга на основе цифровых и информационных технологий, используемых от источников генерации до конечного потребителя.

Обобщая терминологию, приведенную в Приложении А, можно выделить, что концепция интеллектуальной энергосистемы основана на взаимной координации субъектов отрасли (генерирующих компаний, операторов электрических сетей, системного оператора и потребителей), а также на учете внутренних (режим работы, физическое состояние фондов и др.) и внешних (погода, изменения институциональной среды и др.) факторов, что позволяет обеспечить максимальную эффективность всей системы путем минимизации затрат и повышения ее надежности и экономичности в целом [71–75]. Такая система способна функционировать в изменяющейся среде, подстраиваясь под эти изменения. Особенность интеллектуальной энергосистемы – интеграция всех этапов производства и передачи электроэнергии на основе нового технологического базиса, объединяющего энергетическую и информационную инфраструктуру.

Очевидно, что способность функционировать в изменяющейся среде в большей степени определяет уровень развития региональной энергосистемы, где происходящие изменения представляют собой результат принятия решений на региональном уровне. О степень интеллектуализации системы управления развитием можно судить по масштабу и темпах использования различного рода инноваций, а также по показателям, характеризующим социально-

экономические условия инновационной деятельности, научно-технический потенциал, уровни инновационной активности, качество региональной инновационной политики, отраженным в статистических сборниках индикаторах инновационной деятельности (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Лидеры по уровню инновационной активности предприятий в федеральных округах (составлено автором на основе [76])

Федеральный округ	Регион	Уровень активности
Центральный	Белгородская область	15,1
Северо-Западный	г. Санкт-Петербург	15,0
Южный	Ставропольский край	6,8
Приволжский	Республика Татарстан	32,0
Уральский	Челябинская область	12,1
Сибирский	Томская область	15,2
Дальневосточный	Республика Саха (Якутия)	12,3

Инновационное развитие региональной электроэнергетики предполагает изменения технологического уклада, в том числе ориентированного на переход к современным информационным технологиям в экономических отношениях субъектов розничного рынка. Благодаря интеллектуализации региональной энергосистемы расширяется экономическое пространство для деятельности новых и существующих субъектов розничного рынка. Прямым следствием перехода к цифровой экономике являются принципиальные изменения производственно-технологической структуры производства.

Косвенно судить об уровне развития региональной энергетики можно по доле совместного производства тепловой и электрической энергии, которая высока в крупных городах и мегаполисах, но практически отсутствует малых и средних муниципальных образований. Следовательно, требуется увеличить долю мини-ТЭЦ в этих населенных пунктах, что повышает потенциал инновационной деятельности и позволит повысить уровень интеллектуализации региональной энергетики.

Интеллектуализация региональных энергосистем возрастает с появлением в их составе различной генерации малой мощности, в том числе использующей возобновляемые источники энергии, интеллектуальных систем контроля и учета

потребления электрической и тепловой энергии, внедрения современных технологий управления спросом. Чем шире технологическое многообразие, тем сложнее обеспечить целостность и единство производственных процессов.

Интеллектуальная энергосистема должна обеспечить согласование интересов множества включенных в нее субъектов при максимальном использовании экономических механизмов взаимодействия и организации управления, реагирующих на непрерывное изменение спроса и предложения на энергию, появление различного рода технологических, организационных и других инноваций. Основой интеллектуальной энергетики является интеллектуальное оборудование и информационная инфраструктура. Интеллектуальное оборудование предполагает наличие процессоров, контролеров, терминалов, осуществляющих самоконтроль, саморегистрацию, самодиагностику и самонастройку, что требует наличие цифровых датчиков информации и соответствующих алгоритмов, которые принято относить к искусственному интеллекту.

Информационная инфраструктура позволяет создавать децентрализованные электроэнергетические системы, в которых реализовано интеллектуальное распределенное управление, осуществляемое за счет энергетических транзакций между пользователями на основе технологий Интернета энергии.

Из выполненного анализа понятий интеллектуальной энергосистемы (приложение А) и ключевых отличий интеллектуальной системы от традиционной, сформулированы критерии, по совокупности которым можно классифицировать региональные энергосистемы либо их отдельные части по уровню интеллектуализации (таблица 1.4). В силу отсутствия соответствующей статистической информации, данная классификация может иметь только экспертный характер.

Так, в зависимости от количества критериев, которым соответствует энергосистема, можно выделить следующие уровни ее интеллектуализации:

– низкий (менее 3 соответствий);

- средний (от 3 до 8 соответствий);
- высокий (свыше 8 соответствий).

Важно отметить, что представленные в таблице критерии не являются исчерпывающими и могут быть дополнены в результате развития технологий, а также декомпозированы на более мелкие подгруппы.

Таблица 1.4 – Критерии отнесения энергосистемы к интеллектуальной (составлено автором)

Критерий	Традиционная энергосистема	Интеллектуальная энергосистема
Применение информационно-коммуникационных технологий	Практически отсутствует	Присутствует на всех уровнях системы
Структура системы	Иерархическая	Матричная
Топология сети	Отсутствие возможности реконфигурации сетей	Автокластерное построение сетей
Бесперебойность электроснабжения	Высокие значения показателей SAIDI*, SAIFI**	Низкие значения показателей SAIDI, SAIFI
Управление режимами работы энергосистемы	Автоматизированное	Полностью автоматическое
Наблюдаемость потоков энергии	Передача информации с участием человека	Автоматический сбор, анализ и передача данных
Скорость обмена информацией	С запаздыванием по времени	В режиме online
Взаимодействие с потребителями	Отсутствует либо одностороннее	Двустороннее, потребитель активный участник в системе
Организация эксплуатации, и технического обслуживания и ремонтов	Диагностика оборудования при выводе его из эксплуатации; осуществление планово-предупредительных ремонтов	Применение методов удаленного мониторинга и диагностики, предиктивной аналитики
Учет взаимосвязей тепловой и электрической энергии	Только на уровне крупных источников с комбинированной выработкой	На всех уровнях производства, передачи и потребления

* *SAIDI* (англ. System Average Interruption Duration Index) – индекс средней продолжительности отключений по энергосистеме

** *SAIFI* (англ. System Average Interruption Frequency Index) – индекс средней частоты отключений по энергосистеме

В России процесс интеллектуализации энергетики находится на начальном этапе и в основном направлен на интеллектуализацию сетей. Для перехода к интеллектуальным энергосистемам в России сформированы и реализуются

соответствующие концепции по цифровой трансформации сетевого комплекса, систем диспетчерского управления и рынков, а также проект «Цифровая энергетика», целью которого является преобразование энергетической инфраструктуры Российской Федерации посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений для повышения ее эффективности и безопасности.

Среди ключевых задач цифровизации электроэнергетики отмечаются:

- 1) внедрение риск-ориентированного управления ЕЭС и управления жизненным циклом активов на основе дистанционного управления или прогнозирования в режиме реального времени;
- 2) создание единой технологической среды для сбора и анализа отраслевой отчетности на основе цифровых данных, что повысит контролируемость системы;
- 3) разработка общей информационной модели энергосистемы, способствующей эффективному управлению ее функционированием и развитием;
- 4) создание единой цифровой платформы для передачи технологических данных в реальном времени и обеспечения информационной безопасности;
- 5) внедрение новых цифровых технологий и платформенных решений для взаимодействия с конечными потребителями и предоставления электронных услуг;
- 6) формирование новой архитектуры электроэнергетики –Интернета энергии (Internet of Energy), которая позволит легко интегрировать объекты распределенной энергетики.

Решение указанных задач сопровождается цифровизацией во всех секторах отрасли. Ассоциация «Цифровая энергетика» выделяет четыре группы цифровых решений в отрасли (Таблица 1.5).

Четвертая группа, связанная с гибкостью энергосистем, является наиболее востребованной и перспективной в плане экономических выгод. Это связано с переходом на новые энергетические технологии. Традиционная энергосистема,

основанная на «старых» технологиях, не может полностью интегрировать новые источники энергии, не использует их преимущества, не дает возможности получать системные эффекты и создает множество ненужных транзакций.

Таблица 1.5 – Примеры цифровых решений (составлено автором на основе [10, 35, 44, 60, 71, 72, 75, 77–81])

Группа решений	Назначение	Отдельные примеры
Данные	Базовая часть всех цифровых процессов. Основа любого решения	Внедрение трансформаторов тока, тепловизионных датчиков, системы мониторинга переходных процессов
Эффективность работы с активами	Оснащение производственных активов энергетических компаний цифровыми технологиями для оптимизации процессов их эксплуатации и обслуживания	Система управления производственными активами, система мониторинга и диагностики оборудования
Взаимодействие с клиентами	Организация взаимодействия с потребителями прежде всего относится к зоне интересов энергосбытовых и сетевых компаний	Портал самообслуживания, личный кабинет, мобильное приложение для дистанционного получения данных, смарт-контракт
Гибкая энергетическая система	Учет функционирования новых объектов и субъектов отрасли: активных потребителей, просьюмеров, распределенной генерации, микрогородов	Активный энергетический комплекс, агрегатор управления спросом, режимная и противоаварийная автоматика для интеграции локальных энергосистем, автоматика сбалансированного отделения локальной энергосистемы

В электроэнергетике России среди цифровых технологий наибольшее распространение на сегодняшний день получили решения, связанные с внедрением цифровых сервисов, использованием искусственного интеллекта и Интернета вещей (Приложение Б). Указанные технологии являются ключевыми составляющими в современной концепции Smart Grid и позволяют решать ряд задач в повышении эффективности электроснабжения [82, 83, 84], а именно:

- 1) повышение качества и надежности электроснабжения потребителей;
- 2) снижение аварийности в электрических сетях;
- 3) снижение эксплуатационных затрат в электрических сетях;
- 4) повышение управляемости электросетевой инфраструктурой;
- 5) существенное снижение потерь электрической энергии;

- б) повышение прозрачности при учете потребления электроэнергии юридическими и физическими лицами;
- 7) обеспечение возможности включения в сеть распределенной генерации.

В России осуществляется ряд инициатив, направленных на трансформацию энергосистемы. Среди основных: «Цифровые системы дистанционного управления электросетевым оборудованием», «Управление спросом и ценозависимое снижение потребления», «Активные энергетические комплексы», «Система управления производственными активами», «Система управления запасом устойчивости» и др. Экономическую эффективность внедрения интеллектуальных технологий можно оценить на примере конкретных проектов.

Одними из первых проектов интеллектуализации в электроэнергетике стали проекты по созданию цифровых районов электрической сети (РЭС). Реализация проекта «Цифровой РЭС» включает внедрение технологий цифровых подстанций 35–110 кВ, активно-адаптивной сети, систем интеллектуального учета, комплексных *систем поддержки принятия решений*, систем цифрового проектирования. Высокий уровень автоматизации обеспечивает наблюдаемость в реальном времени, реализацию функции самодиагностики и самовосстановления, а также внедрение интеллектуального учета расхода электроэнергии. В результате интеллектуализации, согласно [82, 84, 85], снижение технических и коммерческих потерь в сетях достигает 10% и 80% соответственно, сокращение времени на переключения при определении поврежденного участка до 70%, снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей оценивается экспертами в 20% [82], что генерирует значительные экономические эффекты для энергетических предприятий и конечных потребителей. Можно отметить несколько успешных проектов цифровизации районов электрических сетей (Таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Снижение показателей при реализации проектов «Цифровой РЭС» (составлено автором на основе [78, 82–86])

Компания, РЭС	SAIDI	SAIFI	Потери, %
Цифровой РЭС (Янтарьэнерго)	44%	34%	54%
Сосновский РЭС (Челябэнерго)	81%	86%	66%
Орджоникидзевский РЭС (Пермэнерго)	79%	84%	55%
Ильинский РЭС (Пермэнерго)	83%	89%	79%

Проект цифрового РЭС – одно из направлений программы «Цифровая трансформация 2030» ПАО «Россети». Финансирование инвестиционных программ компании осуществляется только на 67% за счет собственных средств [45]. Стоимостные параметры инвестиционной программы 2020–2024 годов ПАО «Россети», являющейся оператором более 73% сетевого комплекса России, составляют 1114 млрд руб. [45]. Согласно целевым показателям программы, интеллектуализация электрических сетей позволит к 2030 году добиться сокращения потерь на 50%, снижения CAPEX и OPEX – на 15% и 30% соответственно.

С появлением цифровых счетчиков электроэнергии, развитием телекоммуникаций и интеллектуальных сетей стало возможным повысить гибкость потребления. Это привело к созданию концепции управления спросом. Внедрение интеллектуальных приборов учета и контроля, а также систем дистанционного мониторинга и управления позволило осуществлять управление спросом не только для крупных потребителей, но и на розничном рынке. Это стало возможным благодаря введению агрегаторов управления спросом на электрическую энергию.

Проекты по управлению спросом в энергетическом секторе с участием специализированных агрегаторов управления спросом начали свою реализацию в 2019 году. Появление потребителей на розничном рынке, которые могут гибко регулировать свое потребление электроэнергии, стало возможно благодаря развитию систем интеллектуального учета, служащих технологической основой для работы умных сетей. За последние четыре года объем управляемой мощности увеличился более чем в десять раз (Рисунок 1.10).

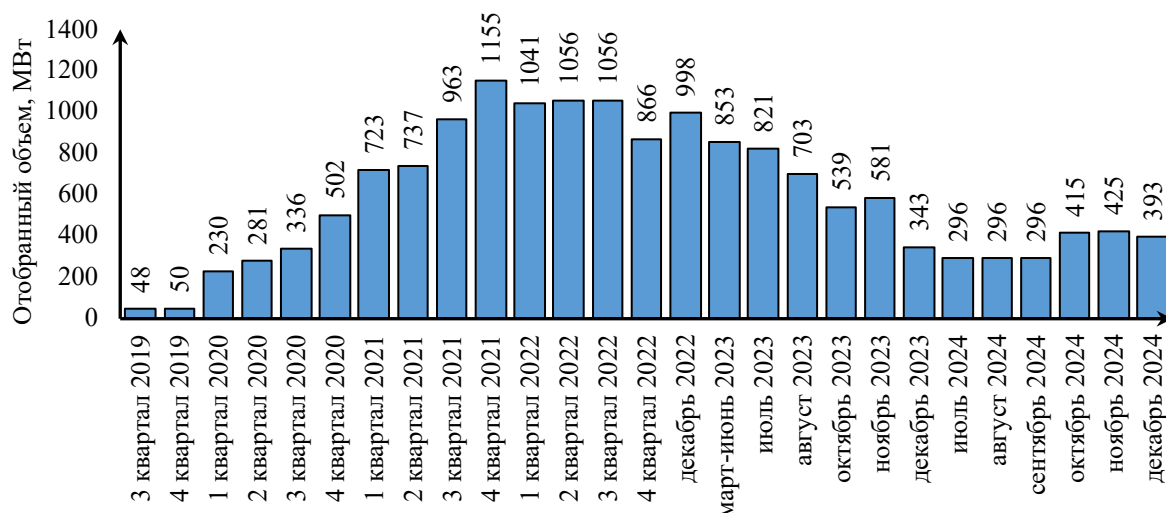


Рисунок 1.10 – Объем управляемого спроса агрегаторами в отдельные периоды 2019–2024 гг. (составлено автором на основе [87–91])

Снижение объемов управляемого спроса, отобранных в 2023–2024 годах, связано с изменениями правил работы агрегаторов, который включает переход на ежемесячные отборы и введение штрафов за невыполнение указаний по снижению нагрузки.

Экономическая эффективность работы агрегаторов имеет весомое значение для энергосистемы. Проиллюстрируем данный вывод, проведя анализ отдельных результатов событий по управлению спросом.

Например, 27 декабря 2024 г. общий эффект на рынке на сутки вперед достиг 241,35 млн руб.; снижение цены в первой ценовой зоне достигало 47,18руб./МВт·ч, а во второй – 571,96руб./МВт·ч. При этом максимальный объем ценозависимого снижения потребления составил:

- 154,2 МВт в первой ценовой зоне;
- 292,85 МВт во второй ценовой зоне.

Подобные результаты наблюдаются и в результате других событий управления спросом: к примеру, 26 июля 2024 г. эффект составил 68,9 млн рублей; 8 ноября 2024 г. – 110,3 млн рублей.

Об эффективности управления спросом можно оценивать, основываясь на ежемесячных совокупных результатах работы агрегаторов на рынке на сутки вперед (Рисунок 1.11).

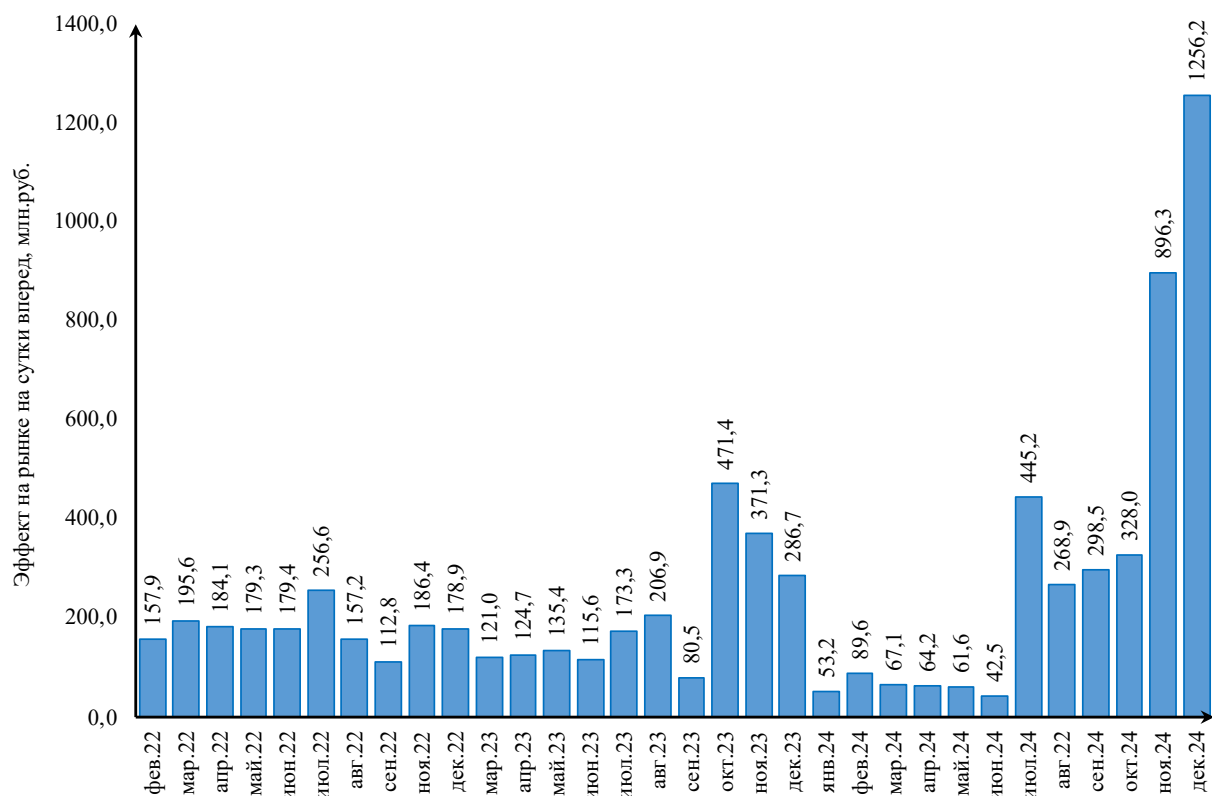


Рисунок 1.11 – Эффект управления спросом в 2022–2024 годах (составлено автором на основе [92])

Управление спросом и создание агрегаторов – это сложная сфера, где работают специалисты из разных областей: энерготрейдинг, информационные технологии, энергоаудит, энергоэффективность и интеллектуальный учет [79, 93, 94]. Их деятельность становится возможной только при цифровизации энергосистемы.

Системный оператор ЕЭС России также реализует множество других проектов по цифровизации. Среди них – создание цифровой системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики [95–98], цифровой системы автоматического доведения плановой мощности до электростанций. Основой всех проектов является создание единой технологической экосистемы с использованием единых стандартов [84].

Реализация указанных представленных проектов часто взаимосвязана между собой, так как их работа основана на передаче и обработке цифровых сигналов в целях повышения эффективности управления как технологическими,

так и бизнес-процессами в электроэнергетике. Например, системы дистанционного управления основаны на автоматическом выполнении набора команд и обмене телеметрической информацией через цифровые каналы связи. Это позволяет значительно сократить время на ввод и вывод сетевого и генерирующего оборудования из эксплуатации по сравнению с процессами, основанными на голосовых командах диспетчеров. В то же время данные сигналы используются другими системами поддержки принятия решений, к примеру, системой управления производственными активами.

Цифровизация требует развитой информационно-коммуникационной инфраструктуры и мощных цифровых платформ. Энергосистемы должны быть оснащены «умными датчиками» для мониторинга объектов в реальном времени – это основа для развития цифровых сервисов.

Интеллектуальные алгоритмы и системы прогнозирования остаточного ресурса оборудования становятся важной частью риск-ориентированного управления энергосистемой [99–102].

Это позволяет оптимизировать режимы работы, улучшить процессы эксплуатации, ремонта и замены оборудования в зависимости от его состояния, что в свою очередь снижает общесистемные затраты – что особенно важно для развития региональных систем электроснабжения.

1.3. Технико-экономические особенности локальных интеллектуальных энергосистем

Цифровизация и развитие интеллектуальных систем управления, обеспечивающих взаимосвязь распределенной генерации малой мощности с распределительными сетями среднего и низкого напряжения, позволяют создавать новые объекты распределенной энергетики – локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС).

В силу отсутствия единства терминологии, включая различия в подходах к определению терминов «распределенная энергетика», «распределенная генерация», «локальная энергосистема», «миниGRID» и других, употребляемых

в области распределенной энергетики, для исследования теоретических принципов организационно-экономического функционирования новых энергетических объектов – локальных интеллектуальных энергосистем, в Приложении А приведены наиболее часто употребляемые формулировки близких по смыслу терминов. На основе проведенного анализа терминологической базы выполнено формирование авторской позиции и конкретизации используемого в диссертации понятийного аппарата.

Согласно [103], локальная интеллектуальная энергосистема – это сбалансированный по электрической и тепловой генерации и нагрузке минигрид, способный функционировать как в режиме параллельной работы с ЕЭС России, так и в изолированном, островном и автономном режимах с заданным уровнем балансовой и режимной надежности [74, 104], обеспечивая поддержание заданных показателей надежности энергоснабжения потребителей и качество электроэнергии (Рисунок 1.12).

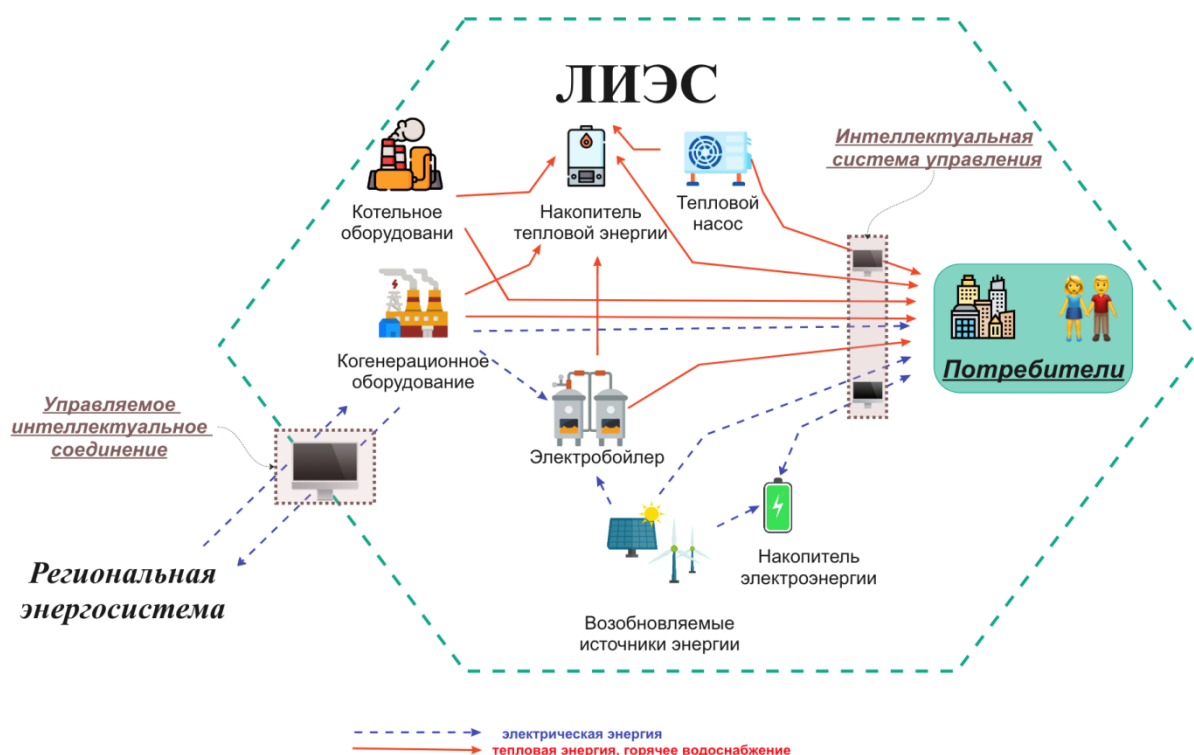


Рисунок 1.12 – Модель функционирования интегрированной ЛИЭС (составлено автором)

Обобщая данные, представленные в [103–107], можно отметить, что под ЛИЭС понимается самодостаточный объект распределенной энергетики,

способный работать в нескольких схемно-режимных состояниях: параллельно с ЕЭС России и изолированно (в острове) на принципах самобаланса по электрической энергии и мощности. Функционирование ЛИЭС обеспечивается децентрализованной интеллектуальной автоматической системой управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами [60, 108], формируя требуемый уровень балансовой и режимной надежности. Указанная способность позволяет говорить о повышении гибкости энергосистемы.

Обеспечение гибкой системы энергоснабжения, основанной на взаимосвязи электроснабжения, теплоснабжения и водоснабжения потребителей как на уровне производства, так и на уровне потребления, определяется как технологическими особенностями работы оборудования и системы управления, так и организационно-экономическими механизмами, позволяющими использовать клиентоориентированное ценообразование, в основе которого лежит баланс интересов производителей и потребителей, к примеру, к цене и качеству электроэнергии, режиму работы и бесперебойности электроснабжения.

Зона деятельности ЛИЭС определяется радиусом эффективной передачи электроэнергии по распределительным сетям. Потребители, вошедшие в состав ЛИЭС, получают доступ к недорогим источникам энергии.

Ключевые особенности ЛИЭС, как объекта электроэнергетики:

- способность обеспечить бесперебойность электроснабжения входящих в ее состав потребителей как при параллельной работе с региональной энергосистемой, так и автономно, в так называемом «островном» режиме;
- функционирование на основе децентрализованной интеллектуальной автоматической системы управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами, отличиями которой является способность обеспечить поддержание в ЛИЭС нормативных значений частоты и уровня узловых напряжений в любом из схемно-режимных состояний;
- высокая степень цифровизации энергетической инфраструктуры, необходимая для децентрализованного управления производством, передачей и потреблением электроэнергии.

Стремление предприятий создавать ЛИЭС в рамках своих систем электроснабжения обусловлено наличием полезных экономических эффектов [109–111]. Инвестиционная привлекательность промышленных и сельскохозяйственных ЛИЭС определяется разницей в стоимости электроэнергии в ЛИЭС и на розничном рынке.

Возможность выдачи ЛИЭС избытков мощности и электрической энергии на розничный рынок электрической энергии (РРЭ) при включении в энергорайон позволяет получить дополнительные экономические эффекты, а именно:

- увеличить объемы производимой и поставляемой на РРЭ электроэнергии;
- сократить удельные топливные затраты на производство энергии;
- перевести резервные агрегаты в рабочее состояние без снижения надежности электроснабжения;
- оптимизировать использование паркового ресурса;
- снизить расходы на обслуживание и ремонт для поддержания оборудования в работоспособном состоянии.

Получение дополнительных эффектов достигается в основном за счет повышения энергоэффективности производства тепловой и электрической энергии и повышения надежности электроснабжения. Очевидно, что размер указанных локальных эффектов снижается из-за требования со стороны территориальных сетевых организаций и региональных диспетчерских управлений не допускать выдачу мощности и электроэнергии в сеть как обязательного условия для параллельной работы с ЕЭС России.

Несмотря на существующие преграды, данный процесс развивается с высокой динамикой и сопровождается интеллектуализацией систем электроснабжения различных потребителей. Известна попытка создания активных энергетических комплексов (АЭК) [63, 112], оснащенных управляемыми интеллектуальными соединениями, предназначенными для обеспечения взаимосвязей с системой централизованного электроснабжения

(СЦЭ). Ключевым условием для этого объединения является запрет на передачу мощности в СЦЭ [61]. Кроме того, начинают реализовываться проекты, направленные на разработку гибридных энергокомплексов, где в составе генерирующего оборудования применяются возобновляемые источники энергии (ВИЭ) [113–115].

ЛИЭС обладают определенными конкурентными преимуществами и, как правило, функционируют без взаимосвязи с региональной системой централизованного электроснабжения. Их интеграция в распределительные сети среднего напряжения региональной энергосистемы зачастую сдерживается недостаточным уровнем интеллектуализации сетей и систем децентрализованного управления.

Однако при включении ЛИЭС в энергорайон выдача избытков мощности и электрической энергии на розничный рынок электрической энергии позволяет получить не только указанные выше дополнительные экономические эффекты, но и системные эффекты в региональной энергетике, получение которых определяется выполнением дополнительных функций.

1. Перераспределение потоков мощности в сети высокого напряжения для оптимизации режима загрузки сетевого и генерирующего оборудования.
2. Технологическое присоединение новых потребителей, не сопровождаемое дополнительными затратами на реконструкцию сетевого комплекса.
3. Выдача энергии в сеть энергорайона и разгрузка загруженных центров питания.
4. Резервирование потребителей энергорайона региональной системы электроснабжения и снижение индикативных показателей надежности электроснабжения (SAIDI, SAIFI).
5. Выполнение мультиагентного регулирования напряжения и повышение качества электрической энергии.
6. Выравнивание графика загрузки центров питания и выполнение функций агрегатора управления спросом на электрическую энергию.

7. Привлечение автоматических регуляторов возбуждения агрегатов распределенной генерации для компенсации реактивной мощности и сокращения потерь в распределительной сети.

Указанные выше функции, выполняемые ЛИЭС согласно [107, 116–124], обусловлены наличием определенного набора свойств. Наличие системных эффектов (Таблица 1.7) обуславливает формирование точек роста социально-экономического развития в регионе, а их размер определяет экономическую целесообразность интеграции ЛИЭС, что во многом зависит от механизмов коммерциализации в соответствии с правилами розничного рынка.

Таблица 1.7 – Взаимосвязь системных эффектов и свойств ЛИЭС (составлено автором)

Свойства ЛИЭС и их проявления	Системные эффекты
ОКУПАЕМОСТЬ • Сжатые сроки создания: 12–18 месяцев, в зависимости от мощности и выбранной технологии. • Срок окупаемости: 3–5 лет, в зависимости от назначения и коммерциализации выполняемых функций. • Высокая энергоэффективность производства энергии, сопровождаемая снижением углеродного следа.	Повышение инвестиционной привлекательности региональной электроэнергетики
ЭКОНОМИЧНОСТЬ • Конкурентная стоимость электрической энергии в сочетании со стабильными долгосрочными ценами. • Открытость для технологического присоединения новых потребителей, сопровождаемая снижением затрат на развитие сетевого комплекса. • Возможность ценообразования в зависимости от профиля нагрузки, что позволяет осуществлять управление спросом.	Повышение доступности электрической энергии для субъектов экономики
	Снижение темпов роста тарифов на передачу электроэнергии
	Снижение нагрузки перекрестного субсидирования на субъекты экономики
НАДЕЖНОСТЬ • Сбалансированность спроса и поставок электроэнергии в различных схемно-режимных состояниях. • Взаиморезервирование, обеспечиваемое наличием двухстороннего независимого питания электроприемников. • Способность компенсировать реактивную мощность и поддерживать узловые напряжения на требуемом уровне.	Повышение качества электроэнергии, бесперебойности и гибкости электроснабжения
	Продление срока службы сетевого оборудования
ЭКОЛОГИЧНОСТЬ • Возможность частичного вытеснения угольных станций и котельных из балансов электрической и тепловой мощности и энергии.	Повышение экологической безопасности в регионах

В результате повышается инвестиционная привлекательность проектов, что выражается в:

- 1) сжатых сроках создания: 12–18 месяцев, в зависимости от мощности и выбранной когенерационной технологии;
- 2) умеренных сроках окупаемости капиталовложений: 3–5 лет, в зависимости от назначения и коммерциализации выполняемых функций;
- 3) высокой энергоэффективности производства энергии, сопровождаемой снижением углеродного следа.

Включение ЛИЭС в состав региональной электроэнергетики меняет конфигурацию ее архитектуры (Рисунок 1.13), что сопровождается появлением новых бизнес-моделей в рамках обновленной институциональной среды энергорынка.

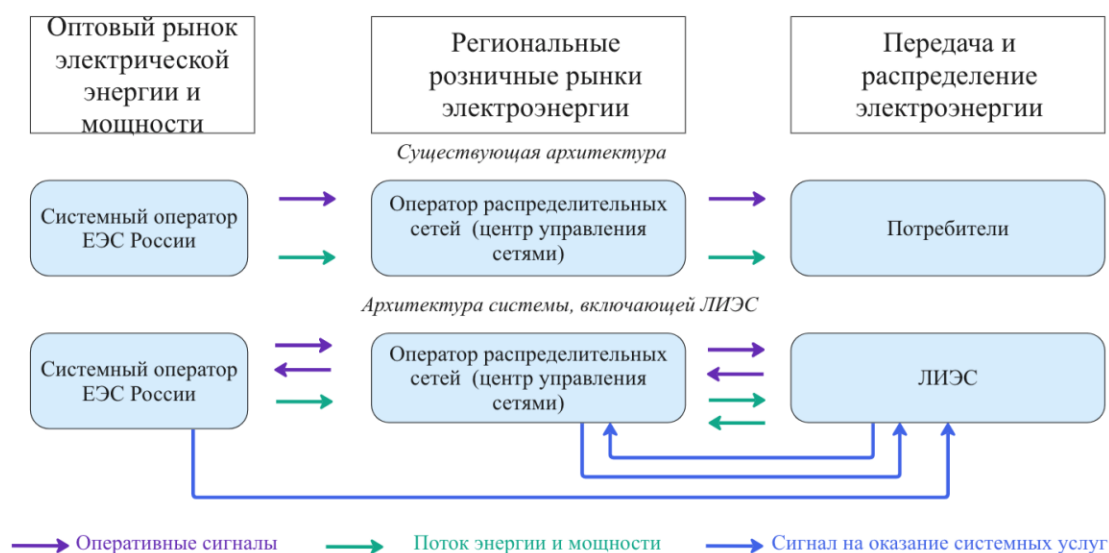


Рисунок 1.13 – Изменение архитектуры энергосистемы (составлено автором)

Ключевые изменения архитектуры энергосистемы выражаются в следующем.

1. Существующая многоступенчатая, иерархическая электроэнергетическая система трансформируется в многоячеистую структуру (Рисунок 1.14). Каждая ячейка представляет собой децентрализованный объект распределенной энергетики, при этом ядром остается ЕЭС России с крупными электростанциями, соединенными единой национальной электрической сетью.

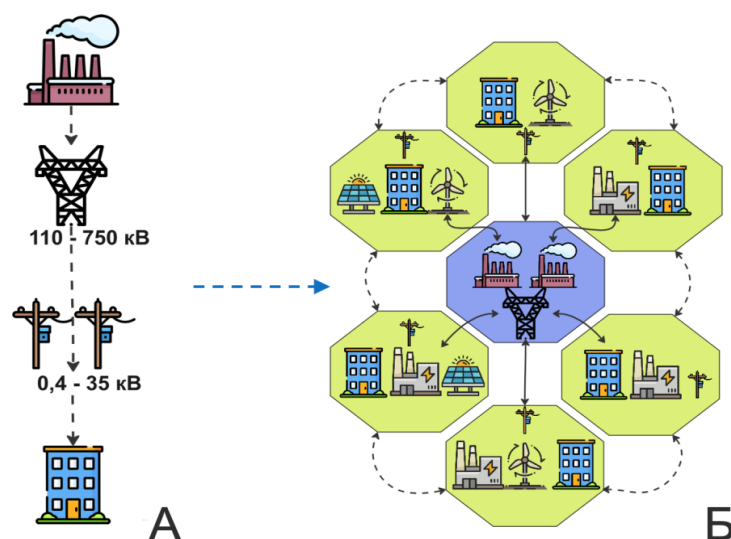


Рисунок 1.14 – Иерархическая структура (А) и матричная структура (Б)
(составлено автором)

2. Повышение интеллектуализации соединения региональных и локальных энергосистем, направленное на децентрализацию систем управления позволит реализовать встречные оперативные сигналы между ЛИЭС, объектами региональной энергосистемы и ЕЭС России в целом.

3. Формируются многонаправленные потоки энергии и мощности между ЛИЭС и региональной энергосистемой, обеспечивающие оказание системных услуг.

Такая система позволит повысить гибкость и эффективность ЕЭС России при сохранении ее целостности. Сочетание традиционной и распределенной энергетики обеспечит повышение энергетической независимости и безопасности региональных систем электроснабжения.

Матричная структура позволит повысить эффективность энергоснабжения. Это проявляется в повышении доступности электроэнергии, обеспечении надежности поставок и снижении энергетических выбросов. Одновременно будет происходить увеличение управляемости и энергетической безопасности и независимости на определенной территории, охваченной ЛИЭС.

Распределительные сети становятся ключевыми, так как они связывают ЛИЭС с региональными системами электроснабжения и обеспечивают взаимодействие между самими ЛИЭС. Изменения в структуре ЕЭС России и

переход к матричной архитектуре, создают возможности для более гибкой работы энергосистемы. Это отвечает интересам как сетевых организаций, так и системного оператора, однако требует адаптации технологий для реализации интеллектуальной региональной энергосистемы.

1.4. Выводы по главе 1

Необходимость масштабной модернизации электроэнергетики обусловлена высоким износом основных фондов, повышением уровня потерь на всех стадиях энергетического производства, снижением качества услуг для конечных потребителей. Возникает необходимость активизации внедрения в отрасли новейших технологических решений, в первую очередь цифровых. На этом фоне интеллектуализация становится одним из ключевых приоритетов развития региональных энергосистем, позволяющим создать благоприятные условия для социально-экономического развития субъектов Российской Федерации. Использование интеллектуальных средств управления, обеспечивающих взаимосвязь распределенной генерации малой мощности с распределительными сетями среднего и низкого напряжения, позволяет создавать новые объекты распределенной энергетики – локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС).

Под ЛИЭС понимается самодостаточный объект распределенной энергетики, где балансовая и режимная надежность обеспечивается мини-ТЭЦ электрической мощностью до 25 МВт и распределительной электрической сетью напряжением 0,4–10 кВ. Потенциал развития ЛИЭС на когенерационных технологиях определяют тотальная газификация регионов России и наличие выпускаемых отечественной промышленностью энергоэффективных агрегатов малой мощности. Важно отметить, что ЛИЭС могут отличаться различными уровнями интеллектуализации. В частности, наиболее «продвинутые» ЛИЭС характеризуются взаимосвязью электроснабжения, теплоснабжения и водоснабжения потребителей как на уровне производства, так и на уровне потребления, что определяется технологическими особенностями работы

оборудования, системой управления и организационно-экономическими механизмами.

Интеграция ЛИЭС в энергорайон и выдача избытков электрической мощности и энергии на розничный рынок электрической энергии открывает возможности для повышения инвестиционной привлекательности субъектов энергетического рынка на основе получения дополнительных экономических эффектов. К таким эффектам относятся увеличение объемов поставляемой на РРЭ электроэнергии, снижение топливных затрат, оптимизация эксплуатации оборудования, что проявляется в сокращении сроков окупаемости проектов ЛИЭС и повышении энергоэффективности производства энергии.

Разработанная модель архитектуры региональной энергосистемы, включающая ЛИЭС, предполагает переход от иерархической к матричной структуре, что повысит гибкость и живучесть, энергетическую независимость и безопасность энергетики регионов при сохранении целостности ЕЭС России. Экономическая эффективность таких энергосистем по сравнению с традиционными прежде всего выражается в повышении надежности и экономичности региональной энергосистемы, что выражается в росте бесперебойности электроснабжения и доступности электроэнергии для субъектов реального сектора экономики в сочетании со снижением углеродного следа от производства электричества.

ГЛАВА 2. ФОРМИРОВАНИЕ НОВЫХ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ СУБЪЕКТАМИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Целевые характеристики институциональной среды, стимулирующей развитие интеллектуальных энергосистем

Возможности перехода к распределенной энергетике определяются институциональной средой как системой условий, правил, форм, определяющих поведение экономических субъектов.

Глобально институциональную среду можно разделить на четыре уровня [125, 126]:

- 1) межгосударственный, к которому относятся различные международные соглашения, предусматривающие определенные обязательства на уровне страны (к примеру, по сокращению эмиссии парниковых газов);
- 2) национальный, включающий стратегические документы по развитию отрасли и отдельных ее составляющих, нормативно-правовые акты, ГОСТы, рекомендации и прочее;
- 3) региональный, включающий региональные распорядительные и стратегические документы, определяющие цели и задачи электроэнергетики в соответствии с программой социально-экономического развития на уровне региона;
- 4) корпоративный, включающий стандарты и порядок принятия решений, определяющие задачи компаний для оптимизации производственных процессов с целью повышения их эффективности.

Большое влияние как на развитие отрасли в целом, так и на развитие распределенной энергетике оказывает государственная политика в области экологии, научно-технического развития, а также в отношении энергоэффективности и энергосбережения в энергетической отрасли (Рисунок 2.1).

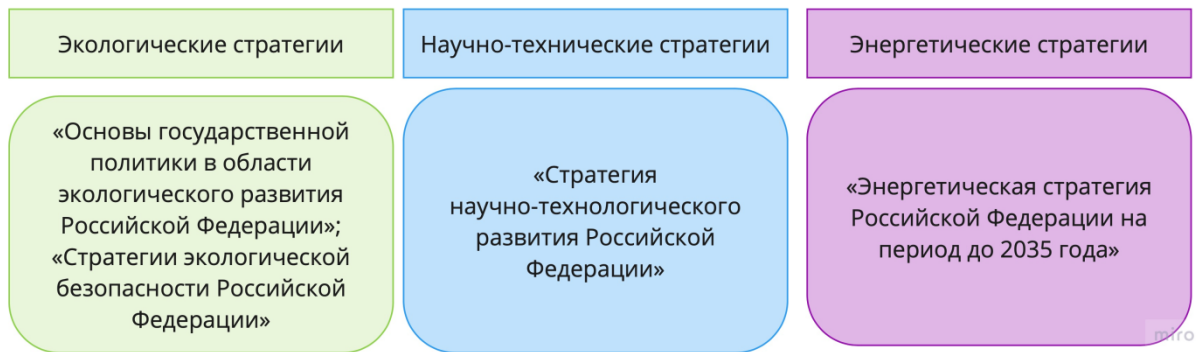


Рисунок 2.1 – Основополагающие стратегии, оказывающие влияние на развитие распределенной энергетики (составлено автором)

Институциональное обеспечение развития электроэнергетики России на национальном уровне представлено прежде всего федеральным законодательством и нормативными документами, регламентирующими работу генерирующих компаний, сетевых инфраструктурных организаций и энергосбытовых организаций на оптовом и розничных рынках. В части стимулирования развития распределенной энергетики следует выделить ряд действующих законодательных и нормативных документов:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35 «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1221 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности товаров...»;
- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии...»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2020 № 320 «О внесении изменений... по вопросам функционирования активных энергетических комплексов».

Большое внимание вопросам развития распределенной энергетики и формированию соответствующей институциональной среды уделяется в рамках

Дорожной карты НТИ по направлению «Энерджинет», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.04.2018 № 830-р. Специалистами, вошедшими в рабочую группу по разработке и реализации указанной дорожной карты, достаточно четко сформулированы цели, задачи и ожидаемые эффекты, достигаемые в результате энергетического перехода к распределенной энергетике, обладающей очевидной конкурентоспособностью. Особое внимание в плане мероприятия «Энерджинет» НТИ уделяется вопросам интеллектуализации и развития надежных и гибких распределительных сетей, интеллектуальной распределенной энергетике.

Разработка дорожной карты направлена на дополнение и внесение изменений в нормативно-правовые акты. Помимо этого, необходима разработка соответствующих государственных стандартов и технологических регламентов, определяющих долю и роль распределенной энергетике в структуре генерирующих мощностей. Очевидно, что необходимо регулирование процесса развития распределенной энергетике.

Правила функционирования, распространяющиеся на распределенную генерацию как элемент распределенной энергетике, в том числе на ВИЭ, представлены ниже:

- Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 года № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии»;

Существование перечисленных нормативных документов позволяет констатировать наличие определенной институциональной среды в электроэнергетике России, где особое внимание уделяется развитию возобновляемых источников энергии как объектов распределенной энергетике [127–130], благодаря чему наблюдается значимый рост развития ВИЭ.

Существующее законодательство позволяет осуществлять проекты в области микрогенерации, создавая благоприятные условия по их разработке и реализации. Совершенно иная ситуация с транспарентностью существующего порядка в части развития и функционирования объектов распределенной энергетики малой мощности (до 25 МВт) на уровне страны, регионов, отдельных городов и районов.

Данный вывод во многом совпадает с мнениями экспертов в области перехода к новой архитектуре электроэнергетики [8, 71, 127, 131–133]. Отмечается, что в сложившихся институциональных условиях основные субъекты рынка и инфраструктурные организации не заинтересованы в переходе к новой архитектуре и масштабному продвижению распределенной энергетики. Развитие региональных энергосистем в большей мере учитывает интересы трех ключевых субъектов: территориальной сетевой организации, системного оператора в лице регионального диспетчерского управления и гарантирующего поставщика. Сетевые компании и региональное диспетчерское управление во многом определяют порядок технологического присоединения к сетям и режимы работы ЛИЭС [120]. Вследствие этого субъекты, осуществляющие деятельность по созданию объектов распределенной энергетики, зачастую остаются вне поля конкурентных механизмов и сталкиваются с регуляторными барьерами [131].

Текущее состояние институциональной среды в области электроэнергетики характеризуется постоянными изменениями. Чаще всего такие изменения носят запаздывающий характер и не в полной мере решают комплекс задач, что приводит к невозможности полноценной реализации инновационного развития, в том числе на основе интеллектуальной распределенной энергетики [71].

Проведенный анализ процесса управления развитием распределенной энергетики в России позволяет говорить об отсутствии комплексного подхода, что ведет к неуправляемости, нерегулируемости и непрогнозируемости развития объектов распределенной энергетики.

Система управления развитием электроэнергетики представляет собой четкий и конкретный порядок централизованного управления, снижающий роль региональных органов власти и возможность оказывать действенное влияние на принятие решений.

Согласно изменениям в Федеральном законе «Об электроэнергетике», с 1 января 2023 года введена новая система перспективного планирования. Системный оператор обеспечивает разработку схем и программ развития ЕЭС и региональной электроэнергетики, опираясь на свое представление о размещении объектов электроэнергетики на долгосрочную перспективу. Если до этого генеральная схема размещения объектов выполнялась организацией, аффилированной с Советом рынка, а схема и программа перспективного развития электроэнергетики выражала интересы регионов, то теперь этот процесс монополизирован и выполняется государственной организацией АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Данное решение отменило действовавшую ранее трехуровневую систему перспективных документов (Рисунок 2.2).

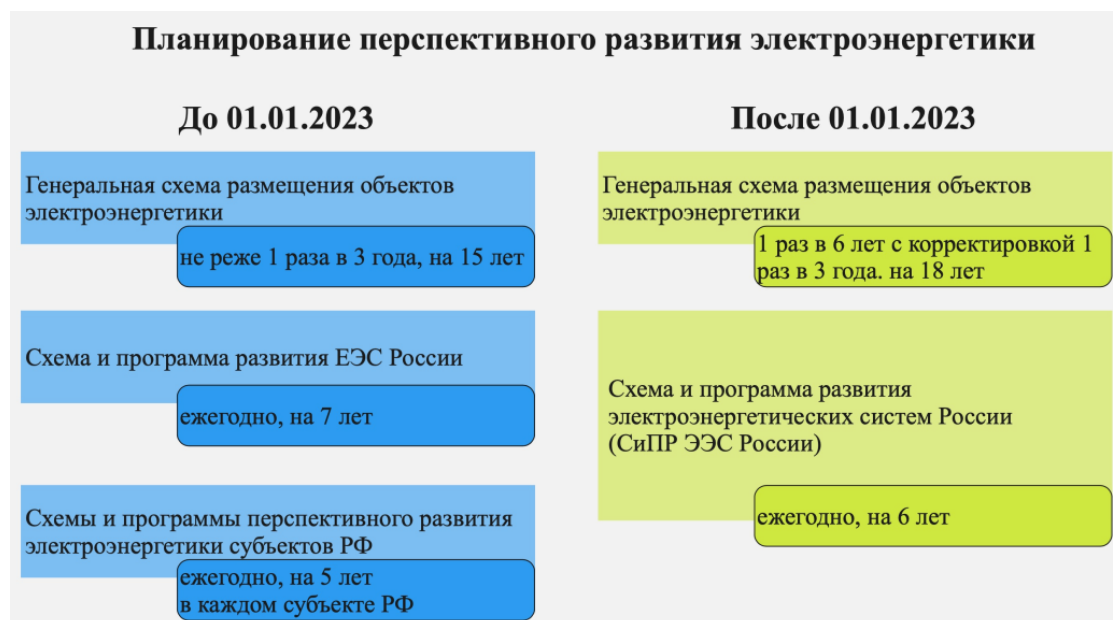


Рисунок 2.2 – Планирование перспективного развития ЕЭС России

Целевая модель планирования перспективного развития электроэнергетики предполагает разработку универсального портала для долгосрочного планирования, являющегося составной частью процесса интеллектуализации электроэнергетики.

Переход на новую систему планирования влечёт за собой уменьшение возможностей местных органов управления в части определения направлений развития региональной энергетики. В связи с трансформацией институциональной среды отрасли на региональном уровне ключевой выступает способность воздействия на изменение распределительных сетей среднего и низкого классов напряжения с целью улучшения производительности электроснабжения в регионе.

В данных обстоятельствах распределенная энергетика становится важной для решения ряда вопросов социально-экономического развития регионов России. Предложенный подход может быть воплощен через разработку и реализацию программ развития распределенной энергетики. При этом распределенную энергетику следует учитывать не только в контексте электроснабжения, но и с точки зрения теплоснабжения [134], что важно при разработке схем теплоснабжения муниципальных образований.

Первоочередной задачей становится поиск решений, которые позволят гармоничное соединить централизованную и децентрализованную энергетики в процессе ее развития и функционирования, прежде всего с целью запуска конкуренции [135, 136].

В условиях рыночных отношений важным представляется появление конкуренции [137] на розничном рынке, которая в определенной степени существует между энергоснабжающими организациями. Этого, очевидно, недостаточно, особенно в условиях институциональной поддержки энергосбытовых организаций, получивших статус гарантирующих поставщиков. Без наличия розничной генерации трудно ожидать повышения эффективности электроснабжения субъектов экономики. Важно сохранить элементы регулирования и централизованного управления, которые необходимы для

целенаправленного развития электроэнергетики: для сохранения энергонезависимости и энергобезопасности, целостности единой энергосистемы страны.

Переход к распределенной энергетике требует совершенствования экономических отношений в отрасли, внесения изменений в полномочия органов государственной власти по регулированию этих отношений, расширения прав и обязанностей субъектов, осуществляющих деятельность в сфере электроэнергетики, и потребителей электрической энергии.

Эффективность трансформации региональной энергосистемы, связанная с появлением локальных интеллектуальных энергетических систем (ЛИЭС), во многом зависит от условий, определяющих их участие в решении проблем повышения доступности и надежности электроснабжения потребителей электрической энергии.

Поэтому, для создания благоприятных условий перехода к распределенной энергетике необходимо формирование соответствующей институциональной среды, разработка новых организационно-правовых и технико-экономических моделей, позволяющих определить размер системных эффектов от создания и интеграции ЛИЭС [138]. Наличие моделей позволит осуществлять целенаправленные изменения, обеспечить повышение энергетической эффективности и энергосбережения в регионе, рост инвестиционной привлекательности энергетической инфраструктуры, при этом снизить темпы роста стоимости на тепловую и электрическую энергию при повышении надежности электроснабжения, что особенно важно для территорий опережающего развития и особых экономических зон.

В сложившихся условиях ожидается рост объемов рынка распределенной энергетики как в натуральном, так и в финансовом выражении (Рисунок 2.3), что определяет целесообразность разработки *региональных программ развития распределенной энергетики*.

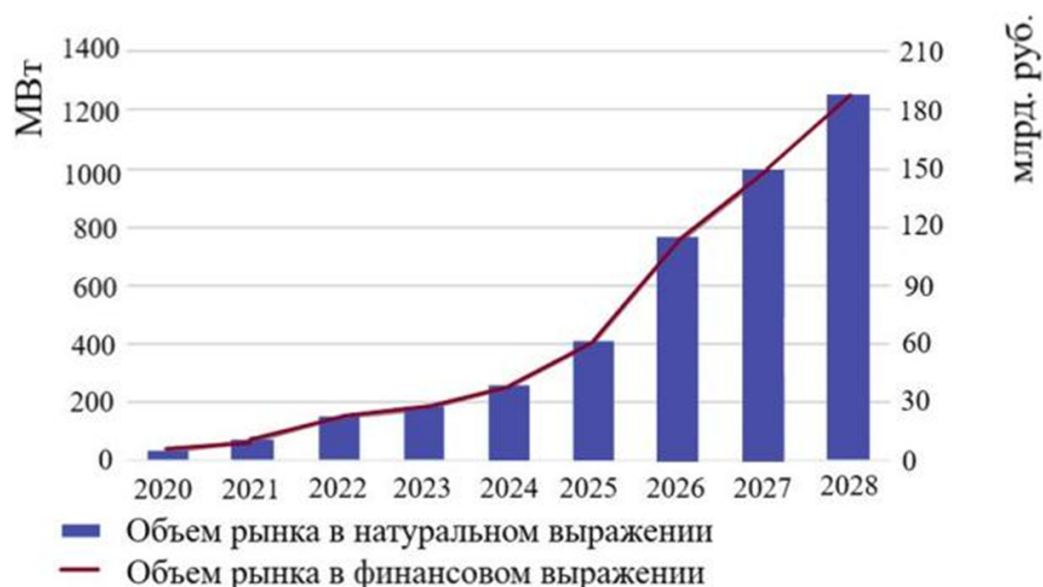


Рисунок 2.3 – Объемы рынка объектов распределенной энергетики в России [61]

В рамках региональных программ необходимо определить техническую политику создания различного назначения ЛИЭС и выбор приоритетов при переходе к распределенной энергетике. По назначению объекты распределенной энергетики можно классифицировать следующим образом [139]:

- промышленные, где в составе потребителей преобладают субъекты хозяйственной деятельности промышленности;
- сельскохозяйственные, где высока доля энергоприемников предприятий агропромышленного комплекса;
- коммерческие, включая торговые и спортивные комплексы, гостиничные, медицинские и другие учреждения сферы услуг;
- коммунальные, где якорными потребителями являются население и приравненные к нему категории потребителей, а также субъекты малого предпринимательства, оказывающие различные бытовые услуги.

Их формирование должно учитывать преимущества интеграции различных ЛИЭС. Это зависит от целей преобразований. Для промышленных, сельскохозяйственных и коммерческих ЛИЭС основная цель – снижение затрат на энергоснабжение и повышение конкурентоспособности предприятий.

Назначение коммунальных ЛИЭС – надежное энергоснабжение территории с целью повышения эффективности функционирования жилищно-коммунального комплекса. Их главное преимущество – снижение негативных последствий перекрестного субсидирования, как одного из ключевых недостатков современной электроэнергетики.

В качестве примеров можно указать на различные островные энергосистемы в зоне региональных систем централизованного электроснабжения. К примеру, системы на основе энергоцентров ПАО «Магнит», расположенные в некоторых регионах России [140]; энергоцентра для энергоснабжения комплексов административных правительственных зданий «Мякино» [141, 142]. В таблице 2.1 обобщены отдельные кейсы энергоцентров с последующим потенциалом формирования ЛИЭС различного назначения на их основе. Обладая конкурентными преимуществами, указанные ЛИЭС, как правило, работают без связи с региональной системой электроснабжения, что объясняет наличие энергоцентров с мощностью выше 25 МВт.

Таблица 2.1 – Примеры энергоцентров и создаваемых ЛИЭС (составлено автором на основе [60, 61, 68, 107, 140–147])

Объект	Территория	Изготовитель (суммарная мощность, МВт)
Промышленные ЛИЭС		
Энергоцентр «НЛМК-Урал»	Энергоцентр «НЛМК-Урал»	Энергоцентр «НЛМК-Урал»
Энергоцентр-2 АО «ЮГК»	Энергоцентр-2 АО «ЮГК»	Энергоцентр-2 АО «ЮГК»
Энергоцентр СУМЗ	Энергоцентр СУМЗ	Энергоцентр СУМЗ
Энергоцентры ПАО Лукойл	Энергоцентры ПАО Лукойл	Энергоцентры ПАО Лукойл
	ЯНАО	ОАО «Авиадвигатель» (30)
Сельскохозяйственные ЛИЭС		
Тепличный комплекс «Рязанские овощи»	Тепличный комплекс «Рязанские овощи»	Тепличный комплекс «Рязанские овощи»
Тепличный комплекс «Юг-Агро»	Тепличный комплекс «Юг-Агро»	Тепличный комплекс «Юг-Агро»
Тепличный комплекс «Зеленая Линия»	Тепличный комплекс «Зеленая Линия»	Тепличный комплекс «Зеленая Линия»
ООО «Новые технологии»	ООО «Новые технологии»	ООО «Новые технологии»
Коммерческие ЛИЭС		
Складской комплекс MLP	Складской комплекс MLP	Складской комплекс MLP
Распределительные центры ПАО «Магнит»	Распределительные центры ПАО «Магнит»	Распределительные центры ПАО «Магнит»
	Тамбовская обл., с. Стрельцы	MWM (0,8)
	г. Лермонтов	MWM (2,5)

Объект	Территория	Изготовитель (суммарная мощность, МВт)
Коммунальные ЛИЭС		
На базе мини-ТЭЦ «Центральная»	На базе мини-ТЭЦ «Центральная»	На базе мини-ТЭЦ «Центральная»
На базе энергоцентра «Мякинино»	На базе энергоцентра «Мякинино»	На базе энергоцентра «Мякинино»
На базе мини-ТЭЦ мкр. Восточный	На базе мини-ТЭЦ мкр. Восточный	На базе мини-ТЭЦ мкр. Восточный
Энергоцентр Ольгино	Энергоцентр Ольгино	Энергоцентр Ольгино
На базе мини-ТЭЦ «Сфера»	На базе мини-ТЭЦ «Сфера»	На базе мини-ТЭЦ «Сфера»

Начинает набирать силу и показывать свою эффективность тенденция создания коммунальных ЛИЭС. В отличие от промышленных, сельскохозяйственных и коммерческих, данные ЛИЭС обеспечивают энергоснабжение не конкретных объектов, а отдельных территорий в регионах, представляя собой, по существу, коммунальную инфраструктуру. В общем случае они включают электрические и тепловые сети, когенерационные энергоисточники, электростанции на возобновляемых источниках энергии, системы накопления и хранения энергии и проч., обеспечивая электро- и теплоснабжение потребителей.

До последнего времени технологическую основу ЛИЭС формировали зарубежные газопоршневые и газотурбинные агрегаты. Их преимущества заключались в более высокой производительности и длительном сроке эксплуатации. Сегодня, условиях следует ожидать роста использования отечественного оборудования, а также производимого дружественными странами, поскольку при существующем уровне цен на энергию на розничном рынке тенденция увеличения числа и мощности ЛИЭС будет сохраняться.

Интеграция ЛИЭС в централизованную региональную энергетику может повысить их эффективность. Для этого необходим интерес формирования взаимовыгодных отношений, поддержка органов исполнительной власти, создании благоприятной институциональной среды, включая разработку проектов перехода к распределенной энергетике.

В городах, где централизованное теплоснабжение обеспечивается средними и крупными котельными, созданы хорошие условия для появления мини-ТЭЦ, которые могут стать основой ЛИЭС в составе СЦЭ.

В то же время ЛИЭС не рассматриваются как объекты электроэнергетики, что не позволяет в существующей институциональной среде повысить эффективность и надежность работы региональных систем электроснабжения. Существующие экономические модели и порядок функционирования энергетических субъектов замедляют процесс интеграции ЛИЭС в энергетику регионов.

Сетевые компании опасаются выпадающих доходов в силу снижения объемов передачи электроэнергии по сетям высокого напряжения и сокращения инвестиций в развитие сетевого комплекса, что вызывает негативное отношение к включению ЛИЭС в региональную энергетику. Аналогично, региональные диспетчерские выступают против, так как как децентрализованные объекты в системе и увеличение количества схемно-режимных состояний усложняют их работу [148]. Будучи естественными монополистами и обладая значимым влиянием в регионе, имея поддержку на федеральном уровне, указанные субъекты сдерживают процессы включения ЛИЭС в региональные энергосистемы.

Отсутствие четкого порядка позволяет данным субъектам принимать решения в своих интересах. Однако, несмотря на административные и корпоративные барьеры, наблюдается процесс создания и интеграции ЛИЭС с возможностью выдачи мощности и энергии в региональную систему электроснабжения (например, ЛИЭС мкр. Берёзовое в г. Новосибирске), что обуславливает получение определенных значимых системных эффектов из числа указанных выше.

Скоординированные действия властей на региональном и федеральном уровнях, направленные на создание благоприятной среды для коммунальных ЛИЭС, помогут снизить проблему перекрестного субсидирования и нерыночных надбавок на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Это будет

способствовать развитию региональной экономики, повышения ее инвестиционной привлекательности, создания новых рабочих мест и поддержки российских производителей газопоршневых и газотурбинных установок.

2.2. Направления совершенствования розничного рынка электроэнергии

Создание ЛИЭС, представляющих собой активные энергорайоны региональной энергосистемы, позволит получать как локальные эффекты для определенных групп потребителей, так и новые системные эффекты. Следовательно, необходимы понимание существующих механизмов взаимодействия и разработка дополнительных экономических механизмов, правил и порядка, позволяющих получать и распределять эффекты между субъектами электроэнергетики, прежде всего на уровне регионального розничного рынка электрической энергии.

Основным источником дополнительных доходов избыточных ЛИЭС является оказание услуг другим субъектам розничного рынка, среди которых основной является поставка электрической энергии и мощности на розничный рынок. Фактически при объединении с региональной системой электроснабжения ЛИЭС консолидирует возможность выполнения функций, присущих розничному генератору и активному потребителю.

Для формирования корректного отношения к ЛИЭС необходимо провести анализ вариантов взаимодействия и условий работы, предусмотренных прежде всего для розничных генераторов, являющихся поставщиками электрической энергии.

Принятая в РФ целевая модель розничного рынка энергии (РРЭ) предполагала наличие конкуренции между гарантирующими поставщиками (ГП) и независимыми энергосбытовыми компаниями (НЭСК) в части поиска потребителей хозяйствующих субъектов.

В такой модели РРЭ роль розничных генераторов предполагалась незначительной, поэтому нормативно-правовые акты (НПА) были ориентированы в основном на то, что розничная генерация будет реализовывать свою продукцию

через ГП региона, но для особых случаев в НПА присутствует возможность реализации энергии и другим субъектам РРЭ.

При анализе возможных вариантов работы учитываются следующие допущения к условиям работы розничных генераторов.

1. Розничный генератор имеет точку присоединения к сетям ТСО в энергорайоне, и она оснащена соответствующими приборами учета.
2. Розничный генератор является субъектом только розничного рынка, при этом не учитывается возможность выхода на ОРЭМ.

Существует несколько вариантов работы розничных генераторов на РРЭ (рисунок 2.4), которые сопровождаются различными эффектами.



Рисунок 2.4 – Возможные варианты работы розничного генератора (составлено автором)

Основным НПА, определяющим варианты работы участников розничного рынка, является Постановление Правительства № 442 [149], в соответствии с которым для реализации энергии в рамках РРЭ в качестве покупателей у владельца энергии могут быть выбраны следующие субъекты розничного рынка: 1) гарантирующий поставщик, 2) независимые энергосбытовые компании, 3) территориальные сетевые организации, 4) хозяйствующие субъекты.

Рассмотрим возможные варианты подробнее.

А. Заключение договора с гарантирующим поставщиком

Заключение договора купли-продажи розничного генератора с ГП ограничивает возможности продажи электроэнергии. Эти отношения могут выстраиваться только с ГП, в зоне действия которого расположен розничный генератор. Стоимость поставки зависит от цены электрической энергии и мощности, сложившейся на ОРЭМ (Таблицы 2.2, 2.3).

Таблица 2.2 – Значимость варианта А для ГП (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Ценообразование на РРЭ для ГП	Деятельность ГП относится к регулируемым видам. Формирование значений нерегулируемых цен происходит на период регулирования (год) через расчет величины необходимой валовой выручки (НВВ). Фактические затраты, не включенные в расчет НВВ, оплачиваются из прибыли компании. Приобретение любого объема энергии у розничного генератора всегда сопровождается «экономией»
Высокая волатильность цен на ОРЭМ	Рынок на сутки вперед (РСВ) является самым нестабильным сектором ОРЭМ. В случае если ГП приобретает часть объема у розничного субъекта рынка, то объем закупки на РСВ снижается на эту величину, тем самым уменьшая неопределенность планирования затрат
Погрешность прогнозов электропотребления	Отклонения прогнозных значений электропотребления нивелируются на балансирующем рынке (БР), что сопровождается убытками у ГП. Покупка объема небаланса у розничного генератора позволяет снизить величину убытка

Таблица 2.3 – Значимость варианта А для розничного генератора (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Сложность договорной конструкции	Применяется простая договорная конструкция
Риски	Возможна ситуация, когда цена поставки окажется ниже минимума экономически целесообразной стоимости производства энергии
Объемы поставок электроэнергии и мощности	Отсутствуют ограничения на объем продаваемой электрической энергии и мощности

Б. Заключение договора с территориальной сетевой организацией

Согласно этому варианту, покупателем электрической энергии по договору купли-продажи у розничного генератора рассматривается ТСО, расположенная с розничным генератором в зоне действия одного ГП. Аналогично предыдущему варианту, при определенных условиях заключение договора является взаимовыгодным для сторон (Таблицы 2.4, 2.5).

Таблица 2.4 – Значимость варианта Б для территориальной сетевой организации (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Особенность ценообразования на РРЭ для ТСО	Деятельность ТСО относится к регулируемой. Расчет стоимости услуг происходит через расчет НВВ, где значительная составляющая – это затраты на покупку потерь на РРЭ. Отклонение стоимости покупки потерь как разницы между фактическим и плановым значением может привести либо к убыткам, либо к дополнительной прибыли
Высокая волатильность цен на ОРЭМ	Появляется возможность влиять на сглаживание волатильности цен покупки энергии для компенсации потерь для уменьшения риска корректировки НВВ и получении дополнительной маржинальной прибыли в пределах установленной величины НВВ
Риски	Усложнение взаимодействия и взаиморасчетов с ГП, если часть потерь покрывается покупкой энергии у ГП, что требует дополнительных приборов учета и условий обмена данными

Таблица 2.5 – Значимость варианта Б для розничного генератора (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Сложность договорной конструкции	Применяется простая договорная конструкция
Риски	Схема платежей предполагает длительные разрывы от момента поставки до фактической оплаты ТСО розничному генератору, так как участником этой цепочки является ГП. Если розничный генератор не присоединен к сетям ТСО, с которой заключен договор, необходим учет стоимости услуг по передаче энергии по сетям другой сетевой компании
Дополнительные экономические эффекты	В сравнении с вариантом А, дополнительный доход не менее величины сбытовой надбавки

В. Заключение договора с хозяйствующими субъектами

В этом варианте покупателем электрической энергии по договору купли-продажи у розничного генератора рассматриваются хозяйствующие субъекты (потребители электроэнергии и мощности), расположенные с розничным

генератором в зоне действия одного ГП. Для них возможны два варианта договора.

В1. Заключение договора энергоснабжения

В рамках данного варианта заключаются два самостоятельных договора: непосредственно энергоснабжения с потребителем и на оказание услуг по передаче энергии с ТСО.

В рассматриваемом случае необходимым является расторжение ранее заключенного договора энергоснабжения с ГП и заключение договора на услуги по передаче энергии с ТСО. Аналогично другим вариантам, заключение договора энергоснабжения с потребителем взаимовыгодно (Таблицы 2.6, 2.7).

Таблица 2.6 – Значимость варианта В1 для хозяйствующего субъекта (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Высокая волатильность цен на ОРЭМ	Возможно снижение волатильности стоимости электроэнергии для потребителя, а также формирование длительных цен на электрическую энергию и мощность, не зависящих от изменения цены на РСВ
Погрешность прогнозов электропотребления	Возможно исключение штрафных санкций от несоответствия планового и фактического потребления энергии и мощности
Риски	Построение сложных договорных конструкций с несколькими субъектами РРЭ взамен простой конструкции с ГП, но с экономическим эффектом снижения и стабилизации стоимости энергии

Таблица 2.7 – Значимость варианта В1 для розничного генератора (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Сложность договорной конструкции	Построение сложных договорных конструкций с несколькими контрагентами
Риски	Взаимодействие с потребителями сопровождается риском возникновения бездоговорного потребления
Объемы поставок электроэнергии и мощности	Переменный профиль потребления хозяйствующего субъекта, с которым заключен договор, сопровождается снижением объемов поставки электроэнергии
Дополнительные экономические эффекты	Дополнительный доход определяется разницей стоимости поставки по договору энергоснабжения и стоимостью поставки по другим вариантам

В2. Заключение договоров купли-продажи

В рамках данного варианта заключаются два самостоятельных договора: договор купли-продажи между розничным генератором и потребителем, договор энергоснабжения потребителя с ГП. Значимость варианта В2 для потребителей во многом совпадает со значимостью варианта В1 (Таблица 2.6), где дополнительно появляются обязательства по уведомлению о снижении потребления у ГП и необходимость автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии. Значимость для розничного генератора показана в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Значимость варианта В2 для розничного генератора (составлено автором)

Фактор	Пояснение
Сложность договорной конструкции	Построение сложных договорных конструкций с несколькими контрагентами. Необходим дополнительный договор купли-продажи с ГП для исключения безвозмездной выдачи в сеть. Необходимость взаимодействия с большим числом потребителей для набора необходимой загрузки станции
Объемы поставок электроэнергии и мощности	Переменный профиль потребления хозяйствующего субъекта, с которым заключен договор, сопровождается снижением объемов поставки электроэнергии, по сравнению с другими вариантами работы

По результатам выполненного анализа можно сделать вывод о допустимости работы на РРЭ и наличии нескольких форм взаимодействия, однако наиболее выгодным для субъектов хозяйственной деятельности является прямой договор купли-продажи по фиксированной долгосрочной цене, изменяющейся, аналогично тарифу для населения, два раза в год.

Достаточно новыми субъектами ОРЭМ являются агрегаторы управления спросом. Согласно действующим правилам и в отличие от розничного генератора, ЛИЭС могут выполнять функции регулировочного ресурса, как розничный потребитель. В связи с этим дополнительным эффектом интеграции ЛИЭС может быть выполнение услуги по передаче управляемого ресурса агрегатору управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС.

ЛИЭС может самостоятельно выполнять функции агрегатора управления спросом на электрическую энергию, так как удовлетворяет требованиям, указанным в [87–90, 150].

Особенностью работы ЛИЭС в качестве агрегатора или управляемого ресурса является отсутствие снижения суммарного электропотребления, что имеет место в большинстве событий управления спросом. Следовательно, выполнение данных функций позволит сократить возможные «выпадающие» доходы у сетевых организаций от снижения нагрузки в пиковые часы [107, 151].

На аналогичном принципе ЛИЭС может выполнять выравнивание графика загрузки центра питания в прилегающем энергорайоне, что сопровождается ростом долговечности и безотказности электросетевого оборудования ТСО и повышением управляемости. Однако отсутствует соответствующая институциональная основа для коммерциализации как указанного эффекта, так и ряда других (эффекта от повышения качества электрической энергии, оказание услуг по взаиморезервированию и др.).

Увеличение объема поставок электрической энергии, экономия топливной составляющей в затратах, снижение затрат на поддержание технического состояния оборудования ЛИЭС, выполнение дополнительных функций обеспечат повышение валовой прибыли и рентабельности. От размеров дополнительных экономических эффектов зависит принятие решения о целесообразности расходов на интеграцию ЛИЭС в энергорайон.

2.3. Модель платформенного взаимодействия экономических субъектов региональной энергетики

Существующей институциональной средой заложены известные правила взаимодействия субъектов РРЭ [152], основанные на функциональном разделении деятельности и недопустимости совмещения субъектами электроэнергетики ведения конкурентной и регулируемой деятельности. Указанные правила в общем случае распространяются и на ЛИЭС.

Текущая модель розничного рынка требует создания следующих самостоятельных субъектов внутри ЛИЭС:

- генерирующая компания по производству тепловой и электрической энергии;
- сетевая организация по оперативному управлению электрическими и тепловыми сетями;
- энергосбытовая организация, осуществляющая сбыт и биллинг поставляемой энергии.

Объединяет указанные субъекты общая направленность функционирования – обеспечение потребителей, входящих в ЛИЭС, тепловой и электрической энергией в требуемом им объеме, в соответствии с графиком нагрузки, по доступной цене, с требуемым качеством и уровнем надежности.

Энергосбытовая организация в ЛИЭС выполняет функции в том числе и биллинговой компании. В современных биллинговых компаниях используются сложные программно-технические комплексы, системы телеизмерений, позволяющие учитывать количество поставляемой и потребляемой электрической мощности и энергии, объем оказанных услуг в различных единицах измерения. На основе обработки технологической информации выставляются соответствующие счета субъектам по установленным в ЛИЭС ценам и тарифам с учетом стимулирующих скидок или штрафных санкций, управляется и контролируется процесс взаиморасчетов. Такой режим требует от технического оборудования и технологических процессов, на основе которых построены системы биллинга, высокой надежности программно-технического комплекса обеспечения и стабильной работы систем сбора различной информации, хранения соответствующих баз данных.

Рассмотрим вариант полного функционального разделения субъектов по видам деятельности, аналогичного разделению функций на РРЭ (Рисунок 2.5).

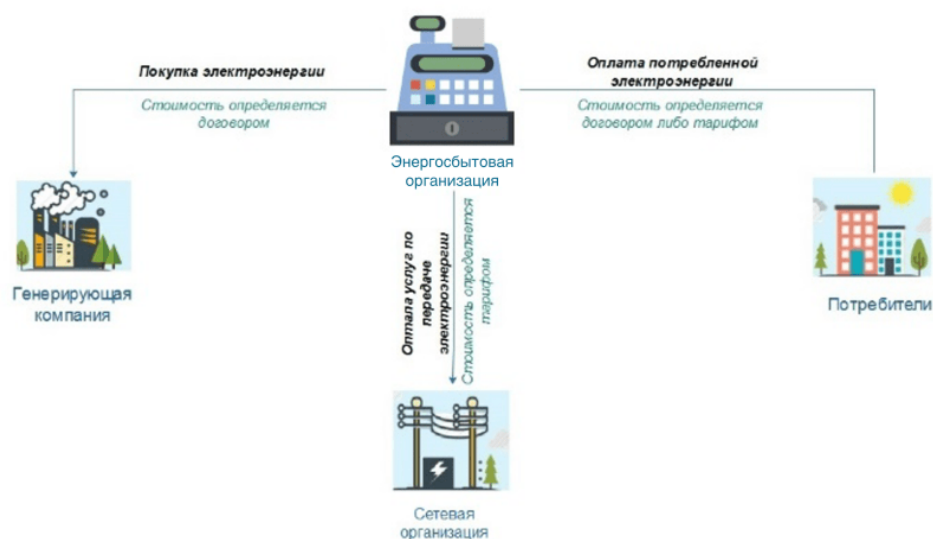


Рисунок 2.5 – Модель отношений субъектов при функциональном разделении видов деятельности (составлено автором)

В данной модели энергосбытовая организация осуществляет закупку электрической энергии у генерирующей компании (оператора распределенной генерации) по фиксированной цене, которая во многом зависит от стоимости используемого топлива и может быть стабильной в течение года. Энергосбытовая организация продает электроэнергию различным потребителям внутри локальной интеллектуальной системы электроснабжения согласно заключенным договорам энергоснабжения, при этом стоимость электроэнергии может определяться на основе клиентоориентированного подхода [153, 154], с учетом тарифа на оплату сетевой организации услуги по передаче энергии и мощности. Аналогично – по тепловой энергии.

Для потребителей, относящихся к группе «Население и приравненные к нему категории потребителей», цена на электрическую энергию устанавливается региональным регулятором, а для прочих потребителей стоимость электрической энергии и мощности определяется на договорной основе. Обычно в ЛИЭС она ниже, чем предлагаемая гарантирующим поставщиком, в зоне которого функционирует ЛИЭС. Главным образом, это определяется исключением затрат на передачу электроэнергии по сетям высокого напряжения.

Услуги по передаче электрической энергии, согласно действующему законодательству, относятся к регулируемым видам деятельности. На этом

основании для территориальной сетевой организации, согласно [152], региональный регулятор (например, подразделение Федеральной антимонопольной службы) устанавливает тариф на передачу электрической энергии в соответствии с классами напряжений, учитывающий нормативный уровень потерь энергии в сетях. В соответствии с этими тарифами энергосбытовая компания осуществляет оплату услуг по передаче энергии. Сказанное относится исключительно к сетевым организациям, соответствующим требованиям и включенным в реестр территориальных сетевых организаций. В остальных случаях оплачивается не услуга по передаче, а сетевой организацией осуществляется возмещение затрат на поддержание сетевого комплекса в работоспособном состоянии по соответствующему договору.

Доходы энергосбытовой компании формируются за счет сбытовой надбавки, закладываемой в конечную стоимость на энергию, в среднем составляющую 4–6% [155, 156].

Согласно действующему антимонопольному законодательству [149, 150, 157], разрешается совмещение следующих видов деятельности:

- деятельность по передаче электрической энергии и деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (естественно-монопольные виды деятельности);
- деятельность по производству электрической энергии и деятельность по купле-продаже электрической энергии (потенциально конкурентные виды деятельности).

Исходя из разрешенных к совмещению видов деятельности возможно совмещение функции сбытовой и производственной деятельности. Это позволяет субъекту, владеющему распределенной генерацией, выполнять указанные функции, оплачивая услуги за передачу сетевой организации, имеющей статус ТСО, по установленному регулятором тарифу (Рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Модель отношений субъектов при совмещении производственной и сбытовой деятельности (составлено автором)

Согласно [149, 157], потребители в ЛИЭС смогут заключать два варианта договоров, которые подробно были рассмотрены выше: договор энергоснабжения и договор купли-продажи, аналогичные договорам на РРЭ.

Первый вариант предусматривает обязанность энергоснабжающей организации заключить договор оказания услуг по передаче электрической энергии с сетевой организацией от имени потребителя электрической энергии или от своего имени, но в интересах потребителя электрической энергии [158].

Для потребителей второй вариант (Рисунок 2.7) сопровождается снижением стоимости электрической энергии на величину сбытовой надбавки (за исключением группы потребителей «Население и приравненные к нему категории потребителей», для которых стоимость электроэнергии устанавливается регулятором). Для населения возможность заключения прямых договоров также присутствует, что предполагает заключение договоров с управляющей компанией, выступающей от лица собственников.



Рисунок 2.7 – Модель отношений субъектов при выполнении генерацией функций энергоснабжающей организации (составлено автором)

Оба варианта организационно-экономических отношений с разделением видов деятельности становятся вынужденными, если сетевой организацией является имеющая статус ТСО самостоятельная, независимая компания. Естественно, данная структура конструкции сможет полностью достичь поставленной цели, так как включает в себя различные и иногда противоречивые интересы участников процесса. Для генерации основным приоритетом является максимальная выработка тепловой и электрической энергии, но вопросы по сбору платы за эти услуги для нее не столь важны. В результате возникают коммерческие потери в сетях из-за бездоговорного или неконтролируемого потребления энергии. Сетевые компании стремятся снизить потери в электрических сетях при передаче электроэнергии, что достигается повышением напряжения в точках питания. Это приводит к увеличению потребления электроэнергии у потребителей, что создает конфликт интересов.

К тому же высокие транзакционные расходы на администрирование, включающие бухгалтерский учет, юридическое сопровождение и другие аспекты, уменьшают общую экономическую эффективность ЛИЭС [159].

Задача значительно упрощается, если у ЛИЭС есть собственная сеть. Это позволяет создать оператора ЛИЭС, который будет выполнять функции единой энергоснабжающей организации. В таком случае все конфликты и противоречия можно решать в режиме «одного окна». Поэтому для повышения управляемости

ЛИЭС и получения максимальных результатов от скоординированного взаимодействия всех ее элементов предлагается создать нового субъекта РРЭ – оператора ЛИЭС как вертикально интегрированной организации, способной выполнять системные функции, отличные от производителя электроэнергии, энергоснабжающей организации и потребителя (Рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Модель оператора ЛИЭС, как вертикально интегрированного субъекта рынка (составлено автором)

В общем виде на Рисунке 2.9 представлена организационная структура оператора ЛИЭС в форме вертикально интегрированной организации, которая становится новым субъектом РРЭ и осуществляет взаимодействие с потребителями внутри ЛИЭС и с субъектами РРЭ.



Рисунок 2.9 – Организационная структура функциональных подразделений оператора ЛИЭС (составлено автором)

При выполнении функций единой теплоснабжающей организации оператор ЛИЭС осуществляет поставку тепла для отопления и горячего водоснабжения в своей зоне, установленной в схеме теплоснабжения муниципального образования, разрабатываемой в соответствии с [160]. Эти обязанности вынуждают устанавливать дополнительное котловое оборудование на мини-ТЭЦ, создавать собственные тепловые сети и осуществлять поддержание режима их работы.

В отличие от ГП, у оператора ЛИЭС нет обязанностей включать в состав ЛИЭС любого желающего получить доступ к недорогой электроэнергии, что позволяет ему формировать состав потребителей исходя из получения максимального эффекта от загрузки генерации и сети. При автономном режиме работы ЛИЭС технические характеристики электроприемников формируют требования к режиму работы генерации в нормальных, аварийных и послеаварийных состояниях сети. В связи с этим распространенным способом приведения технических требований потребителей в соответствие техническим характеристикам генерации является формирование определенного состава электропотребителей. Для этого оператор ЛИЭС пользуется своим правом выбора и механизмом заключения договоров электроснабжения.

В структуре, где оператор ЛИЭС работает по вертикально интегрированной модели, на него ложится полная ответственность в экономическом и юридическом аспектах: в части обеспечения как доступности, так и бесперебойности энергоснабжения. Такая организация позволяет легче урегулировать возникающие споры как с потребителями внутри ЛИЭС, так и с другими субъектами РРЭ.

Оператор ЛИЭС, будучи субъектом розничного рынка выполняет одновременно функции как потребителя, так и поставщика электроэнергии. При этом стоимость покупки электроэнергии у гарантирующего поставщика предлагается определять в зависимости от вида профильного потребителя ЛИЭС. Соответственно, для коммунальных ЛИЭС оператор будет приобретать

электроэнергию у ГП по тарифу, установленному для населения и потребителей и приравненных к нему. Для промышленных и сельскохозяйственных ЛИЭС стоимость поставок электроэнергии определяется в соответствии с принятым ГП порядком для предприятий такого рода. Поставка электроэнергии оператором ЛИЭС субъектам розничного рынка будет осуществляться по договорной цене, но для ГП и ТСО она меняется, так как зависит от сложившейся на ОРЭМ.

Следует отметить, что с появлением различных платформ – маркетплейсов электроэнергии – появляется сервис, организующий прямое взаимодействие оператора ЛИЭС и потребителей на РРЭ, например существующий в России сервис E2B. Платформенные решения в электроэнергетике только зарождаются, но можно утверждать об эффективности их реализации при децентрализации энергетики, развитии ВИЭ, реализации принципов клиентоориентированности, появление активных участников энергорынка и др. [19]. Внедрение платформенных решений в региональной энергетике позволит реализовать кардинальные изменения в рамках ценообразования и оказания услуг электроснабжения и теплоснабжения в ЛИЭС: обеспечить как клиентоориентированный подход, так и динамическое ценообразование на оказываемые оператором ЛИЭС услуги в режиме реального времени.

Вертикально интегрированная компания представляет собой один из эффективных методов ведения бизнеса, и это наиболее существенная тенденция, наблюдаемая в современной российской электроэнергетике и экономике. Вертикально интегрированные компании обладают важными преимуществами, обеспечивающими высокую управляемость и учет различных интересов [161]. В частности, осуществляется внедрение инновационных технических средств и технологий любого назначения, которые приводят к положительному результату для всей организации в целом [162]. Вертикально интегрированные организации определяют направление и ход развития современной экономики на территории в зоне своей деятельности, обеспечивают основу поддержания стабильности.

Фактически создание вертикально интегрированного субъекта позволяет говорить о создании институционального потенциала развития систем

электроснабжения и основы для формирования локального рынка электрической энергии и оказываемых услуг, предполагающего изменение архитектуры регионального РРЭ.

Анализ существующих в настоящий момент экономических взаимоотношений субъектов и возможности выполнения новых функций, появляющихся при интеграции, позволяет выбрать оптимальную модель отношений, обладающую определенной вариативностью.

Для реализации функции агрегатора управления спросом на электрическую энергию эффективно представление ЛИЭС в качестве одного субъекта – оператора ЛИЭС, осуществляющего деятельность по производству и сбыту электрической энергии.

Модель розничного рынка электроэнергии предусматривает наличие взаимоотношений между оператором ЛИЭС и гарантирующим поставщиком в региональной системе электроснабжения, оператором ЛИЭС и территориальной сетевой организацией, оператором ЛИЭС и потребителями розничного рынка электрической энергии (Рисунок 2.10).

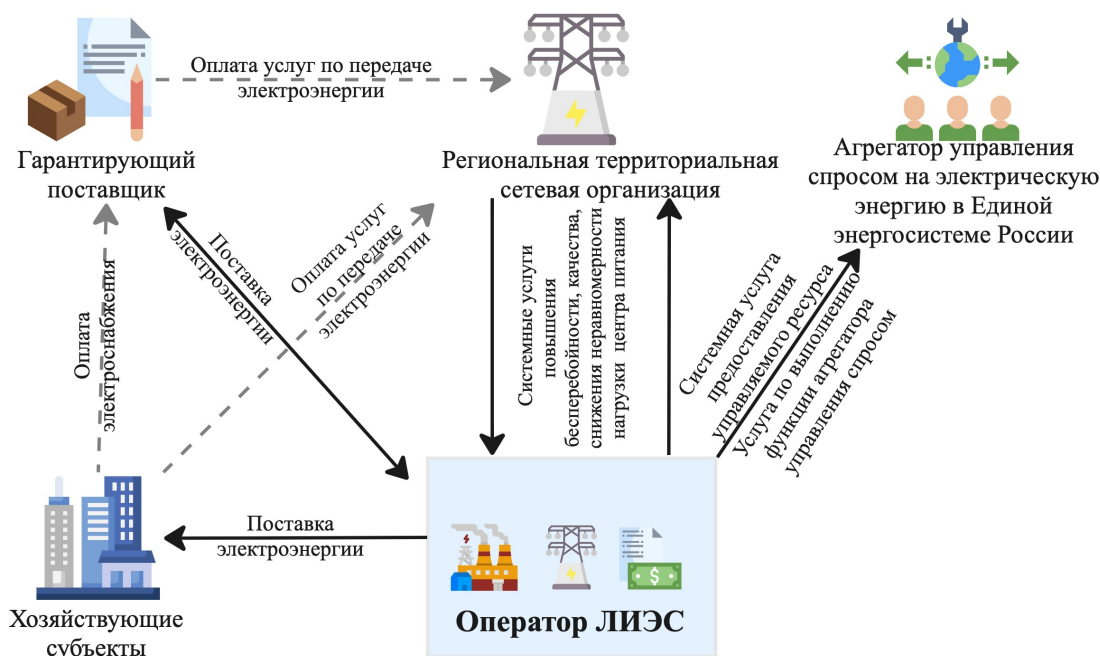


Рисунок 2.10 – Предлагаемая модель организационно-экономических отношений субъектов розничного рынка электрической энергии (составлено автором)

Согласно действующему порядку цено- и тарифообразования, регулятором устанавливаются тариф на услуги по передаче электрической энергии и тариф на электрическую энергию для группы потребителей «Население и приравненные к нему категории потребителей». Предметом договорных отношений остается определение стоимости оказания иных услуг: купли-продажи электрической энергии прочим потребителям, управление спросом на энергию в ЕЭС России, предоставление управляемого ресурса агрегатору управления спросом и др.

Функционирование оператора ЛИЭС как субъекта РРЭ позволит при соответствующем дополнении институциональной среды и изменении архитектуры рынка коммерциализировать дополнительные эффекты. Может быть получен эффект от повышения плотности графика электрической нагрузки в энергорайоне интеграции ЛИЭС. Кроме того, возрастает энергонезависимость и повышается энергоэффективность производства электроэнергии в регионах, усиливается конкуренция среди потребителей на получение недорогой энергии ЛИЭС.

Важно отметить сонаправленность целей формирования представленной организационной формы оператора ЛИЭС и целей внедрения перспективной модели конкурентных розничных рынков электрической энергии (КРРЭ), представленной Минэнерго России.

Базовые требования в обоих случаях предусматривают обеспечение доступности электроэнергии (технологической допустимости для технологического присоединения, гарантированности энергоснабжения и приемлемого уровня стоимости) и обеспечение удовлетворенности потребителей (с позиций надежности электроснабжения и качества электроэнергии и обслуживания).

Предусматриваемые в модели решения по созданию торговых площадок на розничных рынках электроэнергии на базе существующих гарантирующих поставщиков, возможность заключать свободные договоры в интересах розничного потребителя, стандартизация и упрощение обращения

электроэнергии от розничной генерации, микрогенерации, систем накопления электроэнергии полностью согласуются с предложениями по функционированию оператора ЛИЭС, а их реализация повысит экономическую эффективность таких систем.

Внедрение интеллектуальных платформенных решений в рамках работы оператора ЛИЭС на РРЭ и с потребителями внутри ЛИЭС позволит осуществлять прямые формы экономического взаимодействия между хозяйствующими субъектами без привлечения дополнительных посредников и увеличения капитальных и операционных затрат на функционирование, а также обеспечит:

- ускорение энергетических транзакций и повышение их прозрачности, цифровые транзакционные платформы позволят привести взаимодействие различных участников энергорынка к режиму реального времени, значительно увеличив при этом количество и качество данных об энергопотреблении, предъявляемых требованиях, возможным компромиссах и соответствующих затратах;
- выполнение функций, обеспечивающих получение системных эффектов, включая ценозависимое управление спросом на энергию;
- переход к риск-ориентированным стратегиям управления активами.

Наращивание потенциала взаимодействия сотрудничества субъектов РРЭ в рамках работы различных платформ позволит перейти от административного принципа развития платформ и облачных сервисов, преобладающего сегодня в электроэнергетике России, к рыночному [19].

При этом, в отличие от предлагаемой Министерством энергетики Российской Федерации модели рынка [163], исключается необходимость участия генерации свыше 5 МВт на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Продолжение функционирования ЛИЭС на розничном рынке в виде оператора ЛИЭС позволяет органам исполнительной власти субъектов РФ предоставлять конкурентные преимущества значимым для жизнедеятельности регионов субъектам экономики. Важным фактором в указанных условиях становится

количественная оценка получаемых системных эффектов, что требует разработки соответствующих методик и алгоритмов. Особенностью их разработки является первоочередное формирование организационно-экономических взаимоотношений между субъектами и соответствующей институциональной среды, обеспечивающей механизмы коммерциализации указанных ранее эффектов.

При наличии других форм организации оператора ЛИЭС возникает проблема распределения полученных доходов и эффектов между субъектами, объединившимися в ЛИЭС. Следовательно, потребуется разработка правил локального рынка, которые придется принимать и утверждать на основе консенсуса. В соответствии с этими правилами оператор ЛИЭС, вероятнее всего, будет выполнять функции единого закупщика производимой тепловой и электрической энергии, услуг по транспорту и доставке энергии до потребителей, для чего потребуются выстраивать экономические и правовые отношения с потребителями, входящими в ЛИЭС, и с субъектами РРЭ.

2.4. Выводы по главе 2

Эффективность трансформации региональной энергетики во многом определяется институциональной средой. Отсутствие комплексного подхода к развитию распределенной энергетики и ЛИЭС проявляется в высоких инвестиционных рисках их создания и барьерах интеграции с региональной энергосистемой. В этой связи необходимым элементом совершенствования институциональной среды рассматривается разработка программ развития региональной энергетики, как поддерживающего инструмента, задающего организационно-правовые рамки и «правила игры» субъектам, стремящимся к использованию ЛИЭС. В рамках данных программ важно определение технической и экономической политики создания и интеграции ЛИЭС различного назначения для роста инвестиционной привлекательности объектов распределенной энергетики, повышения доступности и надежности электроснабжения потребителей.

Проведенный анализ существующих правил розничного рынка электроэнергии и антимонопольного регулирования показал возможность функционирования и взаимодействия в рыночной среде субъектов, решивших объединить свои объекты для создания ЛИЭС. Однако их деятельность осложняется в связи с особенностями организационно-экономических взаимоотношений и деятельности субъектов региональной энергетики, что порождает внутренние противоречия и создает проблемы для выполнения системных функций.

Для разрешения данной проблемы предложен комплекс изменений в механизме экономического взаимодействия субъектов розничного рынка электроэнергии и разработана новая модель их организационно-экономических отношений, основанная на следующих положениях.

1. В рамках существующих правил возможны три основных варианта работы розничного генератора, как поставщика энергии в ЛИЭС: договор купли-продажи с гарантирующим поставщиком, договор купли-продажи с территориальной сетевой организацией и договор с хозяйствующим субъектом. Однако модель организационно-экономических отношений, основанная на функциональном разделении видов деятельности в электроэнергетике, характеризуется высокими транзакционными издержками в рамках работы ЛИЭС и не обеспечивает получения системных эффектов, так как сопровождается наличием различных, а иногда и противоречащих интересов субъектов.

2. Для обеспечения эффективной работы и получения системных эффектов предложено включить в состав субъектов розничного рынка новую вертикально-интегрированную организацию – оператора ЛИЭС, осуществляющего деятельность по производству и сбыту электрической энергии и обеспечивающего взаимовыгодное взаимодействие с другими субъектами розничного рынка.

3. Функционирование оператора ЛИЭС и внедрение соответствующих платформенных решений позволит организовать прямое взаимодействие с

потребителями на РРЭ и сформировать основу локального рынка электрической энергии и оказываемых услуг. Оператор ЛИЭС может оказывать различные услуги субъектам оптового и розничного рынка, выполняя системные функции, в том числе те, коммерциализация которых в существующих условиях ограничена либо невозможна (выполнение функций агрегатора управления спросом или управляемого ресурса, оказания услуг по повышению бесперебойности электроснабжения и качества электрической энергии, снижению углеродного следа).

ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ИНТЕГРАЦИИ ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГИОНАЛЬНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

3.1. Методические положения оценки системных эффектов от интеграции локальных интеллектуальных энергосистем

Создание ЛИЭС, где основным источником служит мини-ТЭЦ, состоящая из когенерационного и котельного оборудования, позволяет повысить эффективность производства энергии, снизить объемы сетевого строительства и соответствующие капитальные затраты, снизить потери в тепловых и электрических сетях, повысить экономичность и надежность энергоснабжения.

Из результатов, приведенных в главе 2, видно, что мини-ТЭЦ, ориентированные на покрытие коммунально-бытовых электрических нагрузок, в основном применяют газопоршневые установки (ГПУ).

Одним из преимуществ газотурбинной установки (ГПУ) является то, что она использует атмосферный воздух и газ с низким или средним давлением. Это позволяет значительно сократить потребление электроэнергии для собственных нужд станции и повысить её электрический КПД. Также стоит отметить, что КПД ГПУ остаётся стабильным независимо от внешних факторов, таких как температура окружающей среды. В числе других плюсов можно выделить долгий срок службы, возможность ремонта на месте эксплуатации, обслуживание силами персонала электростанции и низкий уровень шума. Последнее особенно важно в условиях населенных пунктов и для формирования коммунальных ЛИЭС. В связи с этим при выборе когенерационной технологии для формирования коммунальных ЛИЭС приоритет следует отдавать ГПУ. Дальнейшее моделирование сфокусировано на газопоршневых агрегатах и учитывает особенности их работы.

Для определения экономических эффектов, обуславливающих инвестиционную привлекательность ЛИЭС, составлена модель мини-ТЭЦ, представляющая ее структуру.

Модель мини-ТЭЦ

Модель отражает соотношение спроса на тепловую и электрическую энергию в ЛИЭС, вырабатываемую мини-ТЭЦ, и учитывает особенности работы газопоршневых установок (ГПУ).

Одним из основных показателей, характеризующих экономическую эффективность ГПУ, является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Очевидно, чем больше этот коэффициент, тем больше на когенерационном оборудовании производится электрической и тепловой энергии. Другим важным показателем является коэффициент полезного использования топлива (КПИТ).

Для ГПУ имеет место взаимосвязь производства электрической и тепловой энергии, которая определяется коэффициентом когенерации (k).

$$Q^G = P^G \cdot k, \quad (3.1)$$

где P^G, Q^G – установленная электрическая и тепловая мощность когенерационной установки, МВт.

Тепловая и электрическая энергии, выработанные на ГПУ, могут быть определены по следующим выражениям:

$$W_P = P^G \cdot T^G, \quad (3.2)$$

$$W_H = P^G \cdot T^G \cdot k, \quad (3.3)$$

где W_P – электрическая энергия, вырабатываемая на ГПУ, МВтч; W_H – тепловая энергия, вырабатываемая на ГПУ, МВтч; T^G – КИУМ, ч.

Для производства необходимого объема тепловой энергии в коммунальных ЛИЭС дополнительно устанавливается котельное оборудование. Необходимость в котельном оборудовании обусловлена переменным отпуском тепла с ГПУ и более высокой потребностью населения в тепле. В этом случае полная установленная тепловая мощность станции рассчитывается по выражению:

$$Q^\Sigma = P^G k + Q^K, \quad (3.4)$$

где Q^Σ – общая тепловая мощность станции, МВт; Q^K – мощность котельного оборудования, МВт.

Соотношение электрической и тепловой мощности мини-ТЭЦ определяет различные варианты структуры оборудования:

$$Q^{\Sigma}/P^G = k \cdot (1 + \lambda), \quad (3.5)$$

где λ – соотношение тепловой мощности котельного и когенерационного оборудования, о.е.

$$\lambda = Q^K/Q^G = Q^K/(P^G \cdot k). \quad (3.6)$$

Выражение (3.6) позволяет выбрать вариант структуры основного оборудования ЛИЭС для обеспечения балансов по тепловой и электрической мощности, если известны марка и тип ГПУ, каждому из которых соответствует свой коэффициент когенерации.

Выработка энергии на ГПУ и в котельных зависит от коэффициента использования установленной мощности когенерационной установки T^G и котельного оборудования T^K . Если соотношение T^K/T^G обозначить γ , то из (3.6) вытекает выражение для расчета соотношения выработки тепловой и электрической энергии в ЛИЭС (3.7).

$$W_Q/W_P = k \cdot (\delta + \gamma \cdot \lambda), \quad (3.7)$$

где W_Q – тепловая энергия, произведенная на котельном и когенерационном оборудовании, МВтч; δ – доля полезного использования тепла когенерационного оборудования, о.е.; γ – соотношение КИУМ котельного и когенерационного оборудования, о.е.

Возможна ситуация, когда в интересах повышения КИУМ когенерационного оборудования будет использоваться возможность выдачи электрической энергии на розничный рынок, и тогда не вся выработанная тепловая энергия ГПУ может быть полезно использована. Ввиду этого в общем случае следует учитывать не всю выработку тепла на ГПУ, а только ее долю, которая направляется в систему теплоснабжения. Доля полезного использования тепла зависит от режима работы ГПУ и может меняться в диапазоне от 0 до 1.

При высоком значении КИУМ ГПУ загрузка котельного оборудования снижается и повышается энергетическая эффективность не только в интегрированной ЛИЭС, но и в ЕЭС России, так как сокращается раздельное

производство электрической энергии на крупных конденсационных тепловых электростанциях. Для сокращения раздельного производства тепловой энергии в котельных нужно максимально использовать тепло, произведенное на ГПУ, в системе теплоснабжения.

Алгоритм выбора структуры мини-ТЭЦ основан на сопоставлении годовых графиков по продолжительности спроса на тепловую и электрическую энергию, где потребность в тепле частично будет покрываться когенерационными установками, что будет определено графиком загрузки оборудования мини-ТЭЦ (Рисунок 3.1).

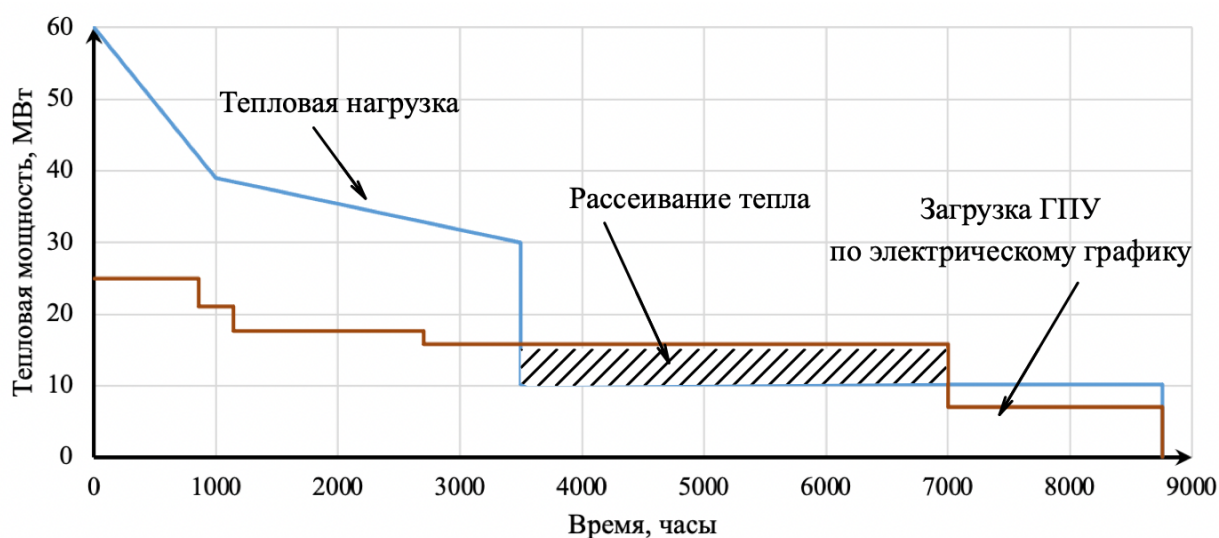


Рисунок 3.1 – Годовой график участия ГПУ в теплоснабжении (составлено автором)

Сопоставление спроса на тепловую и электрическую мощность и энергию в ЛИЭС, покрытие которых осуществляется от ГПУ и котельного оборудования, позволяет определить мощности установленных на мини-ТЭЦ когенерационных и котельных установок, выработку соответствующих видов энергии, коэффициенты использования установленных мощностей когенерационного и котельного оборудования.

Суммарная электрическая мощность ГПУ определяется исходя из участия в покрытии графиков электрической нагрузки с учетом аварийного резерва. При этом при выборе суммарной мощности ГПУ следует стремиться к максимизации полезного использования тепла ($\delta = 1$), чего можно достичь путем использования

инновационных технологий в сфере теплоснабжения, например тепловых накопителей. Однако это потребует дополнительных капитальных вложений, что должно решаться при разработке схем теплоснабжения муниципальных образований. Значение доли полезного использования тепла, отпускаемого в систему электроснабжения, предлагается определить из соотношения площадей, указанных на Рисунке 3.1.

Разнесение топлива на ГПУ

Вырабатываемая ГПУ тепловая энергия является побочным продуктом производства электроэнергии, влияющим, однако, на экономическую эффективность. В связи с этим при анализе эффективности важным является вопрос разнесения топлива на производство тепловой и электрической энергии на ГПУ. От этого зависит значение топливной составляющей себестоимости каждого вида произведенной энергии.

Топливная себестоимость определяется объемом и стоимостью используемого на ГПУ топлива, которое имеет определенную теплотворную способность. Кроме того, себестоимость зависит от расходов на обслуживание оборудования, затрат на автоматику и систему управления, амортизацию и другие операционные расходы. Все операционные расходы при оценке себестоимости производимой ГПУ тепловой и электрической энергии предлагается учитывать укрупненно относительно затрат на топливо.

Очевидно, что весь расход топлива следует относить на производство электроэнергии, если нет полезного отпуска тепловой энергии от ГПУ. В этом случае себестоимость тепловой энергии равна нулю, так как все затраты относятся на производство электроэнергии. При таком подходе к разнесению топлива к отпущенной ГПУ тепловой энергии можно относиться как к вторичным отходам процесса производства электроэнергии.

Естественно, что при использовании тепла, имеющего нулевую себестоимость, с ним не может конкурировать тепло от других источников. При ее полезном использовании повышается экономическая эффективность системы теплоснабжения, так как сокращается выработка тепла на котельном

оборудовании, имеющая себестоимость. Смещение тепла от ГПУ и котельного оборудования обеспечит снижение топливной составляющей себестоимости тепловой энергии мини-ТЭЦ, что позволит получать экономический эффект от реализации тепловой энергии.

Как известно, общий расход топлива во многом зависит от теплоты его сгорания (q), в дальнейшем предлагается оперировать энергетическим эквивалентом топлива (B). Для ГПУ расход топлива (B^G) на производство энергии можно условно разделить на две составляющие, отнесенные на производство тепла и электричества. Затраты на производство электрической энергии и полезной тепловой энергии на ГПУ определяются соответствующими расходами топлива и расчетными КПИТ.

$$W_G = W_P + W_H, \quad (3.8)$$

$$B^G = B^P + B^H, \quad (3.9)$$

где W_G – суммарная энергия, произведенная на ГПУ, МВтч; B^G – энергия топлива для производства тепловой и электрической энергии на ГПУ, МВтч; B^P – энергия топлива для производства электрической энергии на ГПУ, МВтч; B^H – энергия топлива для производства тепловой энергии на ГПУ, МВтч.

Предлагается расход топлива на ГПУ разносить в соответствии с правилом:

$$B^H/B^P = s. \quad (3.10)$$

Если $s=k$, т.е. разнесение топлива сделано пропорционально выработанной энергии, то получим:

$$B^H = B^G \cdot k / (k + 1), \quad (3.11)$$

$$B^P = B^G / (k + 1). \quad (3.12)$$

Исходя из выражений (3.11) и (3.12), расчетные значения электрического и теплового КПД будут равны КПИТ ГПУ, что позволяет определить потребность в топливе.

$$\eta^H = \eta^P = \eta^G, \quad (3.13)$$

$$B^G = W_G / \eta^G, \quad (3.14)$$

где η^P и η^H – расчетный электрический и тепловой КПД ГПУ, о.е.; η^G – КПИТ ГПУ.

Для обеспечения равенства топливной составляющей себестоимости на котельном оборудовании и ГПУ с учетом доли полезного использования тепла, топливо можно разнести следующим образом.

$$B^H = \delta * W_H / \eta^K, \quad (3.15)$$

$$B^P = B^G - B^H. \quad (3.16)$$

Указанные выражения позволяют определить топливную составляющую себестоимости производства каждого вида энергии на ГПУ.

Разработанные алгоритмы реализованы в программных комплексах (см. Приложение Ж).

Инвестиционная привлекательность

Общеизвестно, что коммерческая эффективность проекта во многом определяется сроком окупаемости капитальных вложений. Год окупаемости проекта наступает при достижении неотрицательной чистой приведенной стоимости (NPV).

Для определения сроков окупаемости мини-ТЭЦ целесообразно воспользоваться анализом разницы продажи и стоимости производства каждого вида энергии.

$$NPV = \sum_{i=1}^n [CF_i / (1 + e)^i] \geq 0, \quad (3.17)$$

$$CF_i = E_i - CAPEX_i, \quad (3.18)$$

$$E_i = \sum W_{Pj} \cdot c^P_j + \sum W_{Qj} \cdot c^Q_j - OPEX, \quad (3.19)$$

$$OPEX = (B^G + B^K) \cdot 1/q \cdot c^b + A + MC, \quad (3.20)$$

$$E_i = [\sum W_{Pj} \cdot c^P_j + \sum W_{Qj} \cdot c^Q_j] - [(B^G + B^K) \cdot 1/q \cdot c^b + A + MC], \quad (3.21)$$

где e – ставка дисконтирования денежных потоков; CF – годовой денежный поток; i – порядковый номер года, начиная от года включения первого агрегата; $CAPEX$ – капитальные затраты, связанные с формированием ЛИЭС, тыс. руб.; E_i – годовой эффект от функционирования ЛИЭС, тыс. руб.; n – период рассмотрения; W_{Pj} – электрическая энергия, МВтч, выработанная на ГПУ и проданная оператором ЛИЭС j -му потребителю по цене (тариф на категории населения) c^P_j , руб/МВтч; W_{Qj} – тепловая энергия, МВтч, выработанная на ГПУ

и котельном оборудовании и проданная оператором ЛИЭС j -му потребителю по цене c_j^Q , руб/МВтч; $OPEX$ – эксплуатационные расходы, включающие затраты на обслуживание оборудования (MC), амортизацию (A), топливные затраты (BC), тыс. руб; B^G – энергия топлива на ГПУ для производства тепловой и электрической энергии, МВтч; B^K – энергия топлива на котельном оборудовании для производства тепловой энергии, МВтч; q – удельная теплота сгорания топлива, МВтч/тыс. м³; c^b – стоимость топлива, тыс. руб./тыс. м³; A – амортизация основного оборудования, тыс. руб.; MC – затраты, связанные с обслуживанием оборудования, тыс. руб.

Представленная выше модель позволяет рассчитать окупаемость проекта, а также определить требования к минимальному необходимому годовому эффекту, позволяющему осуществить возврат инвестиций за желаемый период t :

$$\begin{aligned} E_i &\rightarrow \min \\ \text{при } \begin{cases} NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+e)^i} = 0. \\ n = t \end{cases} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Предложенная модель мини-ТЭЦ и методические положения оценки инвестиций может использоваться на этапе технико-экономического обоснования создания коммунальных ЛИЭС, а также при обосновании структуры мини-ТЭЦ и на базе выбранных ГПУ.

Эффекты от интеграции ЛИЭС

Оценка целесообразности интеграции ЛИЭС в энергорайон обусловлена ростом эффективности от выполнения новых системных функций. Для оценки показателей эффективности инвестиций требуется провести расчет дополнительных эффектов от выполнения системных функций оператором ЛИЭС. Интеграция в региональную энергосистему позволяет оператору ЛИЭС поставлять на розничный рынок дополнительно выработанную электрическую энергию, что обеспечит получение дополнительного экономического эффекта. Кроме того, оператор ЛИЭС может оказать субъектам оптового и розничного рынка и другие услуги, выполняя системные функции. Оказывая услуги, оператор ЛИЭС может рассчитывать на дополнительные доходы, неся соответствующие затраты, разница между которыми определяет эффект.

Коммерциализация эффектов ограничена существующими механизмами, однако прямые договорные отношения между субъектами розничного рынка позволяют получить дополнительные доходы. На Рисунке 3.2 приведен набор системных функций, доход от которых может быть получен на основании действующих рыночных механизмов и договорных отношений.

Повышение экономичности			Повышение надежности и качества		
Поставка электроэнергии на розничный рынок	F^r		Оказание услуги повышения бесперебойности	F^{un}	
Выполнение функции Агрегатора управления спросом	F^{DRA}		Оказание услуги по повышению качества	F^l	
Предоставление управляемого ресурса	F^{DRr}		Оказание услуги по снижению неравномерности нагрузки на шинах центра питания	F^{load}	
Повышение экологичности			Снижение углеродного следа	F^{eco}	



механизм коммерциализации существует



предмет договорных отношений

Рисунок 3.2 – Дополнительные доходы от выполнения системных функций (составлено автором)

Далее предлагаются методические положения для оценки экономических эффектов от указанных системных функций. Задача оператора ЛИЭС – сформировать совокупность выполняемых системных функций для получения максимального эффекта от интеграции ЛИЭС в региональную энергосистему с учетом технических, экономических и организационных ограничений.

Очевидно, что выполнение каждой дополнительной функции приводит к сокращению объемов выполнения других функций, что позволяет ставить задачу оптимизации суммарного получаемого эффекта, которая в данной работе не рассматривалась.

Эффект от поставок электроэнергии на розничный рынок

При расчете эффекта от поставок электроэнергии на РРЭ в общем случае следует учитывать почасовое изменение цены на ОРЭМ. Однако допускается заключение договоров купли-продажи с субъектами РРЭ по фиксированной стоимости на электроэнергию на определенный период (c^r), как было отмечено в главе 2. Для оператора ЛИЭС последний вариант привлекателен и возможен в силу стабильности (в течение полугода) цены на первичный энергоресурс (природный газ) и тарифа на передачу электрической энергии по сетям сетевой

компании. При этом на РРЭ всегда есть потребители, заинтересованные в приобретении электроэнергии по цене, меньшей, чем та, которую предлагает гарантированный поставщик. Все это порождает конкуренцию, что активизирует развитие региональной энергетики.

Максимальная выдаваемая электрическая мощность в энергорайон из ЛИЭС ограничена мощностью минимальной загрузки одного силового трансформатора районной ПС, от которого запитан энергорайон, в составе которого создана коммунальная ЛИЭС. Указанное ограничение вытекает из требований исключить реверсивный переток в трансформаторах районных ПС. Согласно [164], максимальная мощность ЛИЭС, выдаваемая на розничный рынок, не должна превышать 50% номинальной мощности одного трансформатора районной подстанции.

$$P^r < 0,5 \cdot P_{tr}, \quad (3.23)$$

где P^r – выдаваемая электрическая мощность в энергорайон из ЛИЭС, МВт; P_{tr} – мощность одного трансформатора районной подстанции, МВт.

Дополнительный доход от поставки электрической энергии на розничный рынок:

$$S^r = \Delta W \cdot c^r, \quad (3.24)$$

где S^r – доход от поставки электрической энергии на розничный рынок электроэнергии, тыс. руб.; ΔW – объем поставляемой на розничный рынок электроэнергии, МВтч; c^r – цена продажи электроэнергии на розничном рынке, руб./МВтч.

Размер допустимого объема производства электроэнергии мини-ТЭЦ для поставки на РРЭ зависит от установленной мощности ГПУ, КИУМ мини-ТЭЦ, определенного из нагрузки ЛИЭС, и максимального допустимого КИУМ с учетом проведения необходимого технического обслуживания и ремонта оборудования:

$$\Delta W^{max} = P \cdot (T_{max}^G - T^G), \quad (3.25)$$

где ΔW^{max} – максимально допустимый объем поставки электроэнергии на РРЭ, МВтч; P – электрическая мощность ГПУ, МВт; T_{max}^G – максимально допустимый КИУМ ГПУ, ч.; T^G – КИУМ ГПУ, определенный исходя из работы в ЛИЭС, ч.

Дополнительная энергия топлива, необходимая для производства электроэнергии для поставки на розничный рынок, при условии доли полезного использования тепла δ составит:

$$\Delta B^r = \Delta B^G - \delta \cdot \Delta W \cdot k / \eta^K, \quad (3.26)$$

где ΔB^r – энергия топлива на производство дополнительной электрической энергии для поставки потребителям РРЭ на ГПУ, МВтч; ΔB^G – энергия топлива на ГПУ при производстве дополнительной электрической энергии на РРЭ и соответствующего объема тепловой энергии с учетом коэффициента когенерации, МВтч; δ – доля полезного использования тепловой энергии в системе теплоснабжения ЛИЭС.

Эффект от поставки электрической энергии на РРЭ составит:

$$F^r = S^r - \Delta B^r \cdot 1/q \cdot c^b, \quad (3.27)$$

где F^r – эффект от поставок электроэнергии на розничный рынок, тыс. руб.

Эффект от снижения углеродного следа

Выработка дополнительной электроэнергии на ГПУ приведет к сокращению выработки электроэнергии на тепловых электростанциях, что позволяет рассчитать величину снижения выбросов CO_2 (ΔE_{CO_2}). Максимальная величина экологического эффекта достигается за счет сокращения производства электроэнергии на угольных тепловых электростанциях:

$$\Delta E_{\text{CO}_2} = E_{\text{CO}_2}^{\text{coal}} - E_{\text{CO}_2}^G, \quad (3.28)$$

где $E_{\text{CO}_2}^{\text{coal}}$ – выбросы CO_2 от производства электроэнергии в объеме ΔW на угольных электростанциях; $E_{\text{CO}_2}^G$ – выбросы CO_2 от производства электроэнергии в объеме ΔW на ГПУ.

Расчет объема выбросов CO_2 , с учетом всех используемых видов топлива для производства электроэнергии, выполним по выражению [165]:

$$E_{\text{CO}_2} = \sum_1^Z (EF_{\text{CO}_2,z} \cdot Y_z \cdot b_z \cdot 29308) / 1000, \quad (3.29)$$

где E_{CO_2} – величина выбросов CO_2 от сжигания топлива z , тонн $CO_2/ГДж$; z – вид используемого топлива; b_z – коэффициент перевода топлива z в условное топливо; Y_z – расход топлива z в натуральном выражении, тонн.

Экологический эффект возрастает, если ЛИЭС создается на основе мини-ТЭЦ в зоне действия региональной энергосистемы при трансформации котельной в мини-ТЭЦ.

Экологический эффект может быть коммерциализирован с применением механизма зеленых сертификатов, при условии внесения соответствующих изменений в институциональную среду. И соответственно, может быть получен экономический эффект F^{eco} . В настоящее время данный эффект может быть получен только в рамках договорных отношений.

Эффект участия в управлении спросом

Выполнение оператором ЛИЭС функций агрегатора управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России либо предоставление управляемого ресурса субъекту, выполняющему функции агрегатора, открывает возможность получить дополнительный экономический эффект.

При возложении покрытия пиковых нагрузок на свободные генерирующие мощности ЛИЭС (Рисунок 3.3) появляется возможность вытеснить мощности неэффективных электростанций и разгрузить единую национальную электрическую сеть, что сократит затраты на ее развитие [166, 167].

К примеру, снижение потребности строительства новых сетевых мощностей за счет снижения пикового потребления, по оценкам экспертов, может составить 120–180 МВА в год, что снизит потребность в инвестициях на 2–3 млрд руб. в год [89].

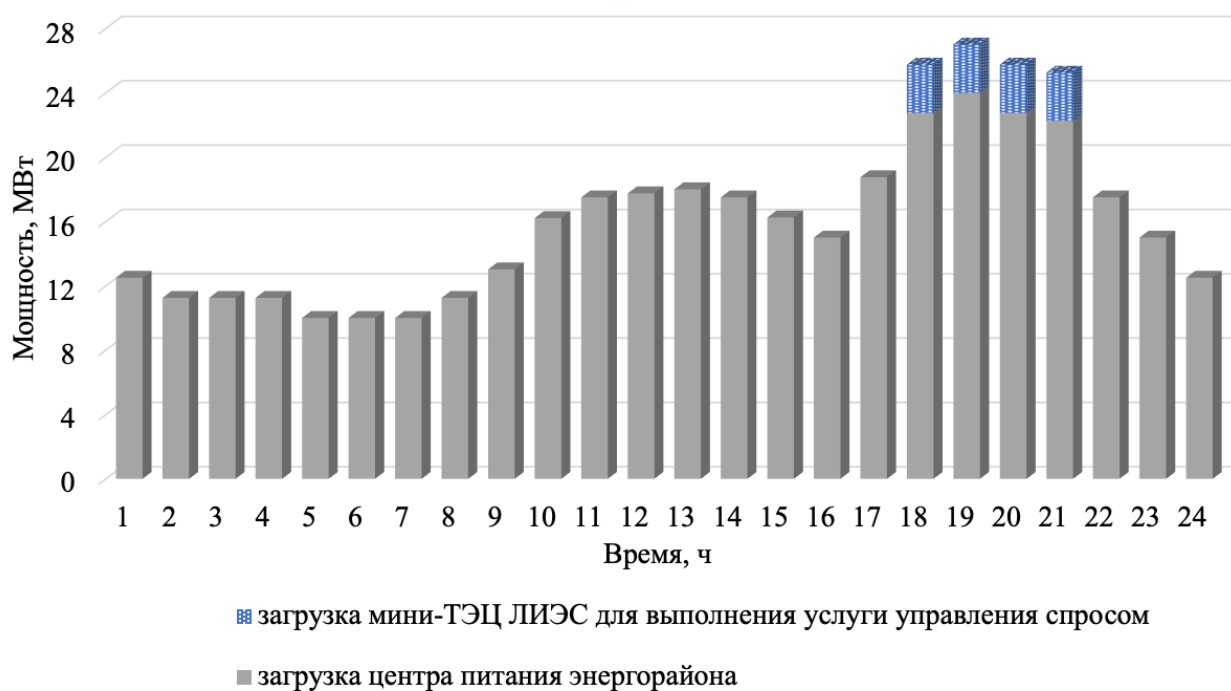


Рисунок 3.3 – Снятие пиковых нагрузок при выполнении услуги управления спросом (составлено автором)

Использование мощностей ЛИЭС не противоречит действующим правилам [147] и позволяет не снижать интегральные значения электропотребления в ЕЭС России, смещая его с пиковых периодов на внепиковые, поэтому можно рассматривать интегрированные ЛИЭС как эффективный ресурс для управления спросом на электрическую энергию, обеспечивающий значимый системный эффект.

Основа коммерциализации данного эффекта определена согласно [150] и включает одну из двух составляющих.

1. Предоставление оператором ЛИЭС управляемого ресурса агрегатору управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС.

$$F^{DRr} = \sum_{j=1}^{12} m_j \cdot t^{DR} \cdot P^{DRr} \cdot c^{DRr}, \quad (3.30)$$

где F^{DRr} – годовой эффект от передачи управляемого ресурса агрегатору управления спросом, тыс. руб.; m_j – количество дней в j -ом месяце, шт.; $j=1 \dots 12$ – порядковый номер месяца; t^{DR} – число часов готовности к оказанию услуги по управлению спросом в сутки, час; c^{DRr} – цена оказания услуги по передаче управляющего ресурса, определяется договором, тыс. руб./МВтч; P^{DRr} –

мощность управляемого ресурса, определяемая из установленной генерирующей мощности мини-ТЭЦ, графика нагрузки потребителей ЛИЭС и выдаваемой в региональную систему электроснабжения, МВт.

$$\begin{aligned} P^{DRr} &\leq P - P^{Smax}, \\ P^{Smax} &= P^{max} + P^r, \end{aligned} \quad (3.31)$$

где P – установленная мощность ГПУ, МВтч; P^{Smax} – максимальная мощность загрузки ГПУ по совмещенному графику, включая нагрузку потребителей ЛИЭС (P^{max}) и выдаваемую мощность на розничный рынок (P^r), МВт.

2. Выполнение функции агрегатора управления спросом на электрическую энергию.

Объем управляемой мощности агрегатора согласно [150] должен быть не менее 1 МВт. Количество последовательных часов в сутки, в которые должна быть обеспечена готовность к оказанию соответствующей услуги по управлению спросом, определяется агрегатором самостоятельно в размере 2 или 4 часов. В зависимости от выбранного количества часов коэффициент учета объема услуг составит 0,5 при работе 2 часа в сутки и 1 – при 4 часах.

При выполнении оператором ЛИЭС функции агрегатора управления спросом на электрическую энергию с использованием регулировочного ресурса мини-ТЭЦ эффект может быть рассчитан следующим образом:

$$F^{DRA} = x \cdot P^{DRA} \cdot \vartheta \cdot c^{DRr}, \quad (3.32)$$

$$P^{DRA} \geq 1 \text{ МВ}, \quad (3.33)$$

$$P^{DRA} \leq P - P^{max} - P^r, \quad (3.34)$$

где F^{DRA} – эффект агрегатора управления спросом на электрическую энергию, тыс. руб.; x – количество месяцев выполнения услуги, шт.; ϑ – коэффициент учета объема услуг, $\vartheta = 1$ $t^{DR} = 4$, $\vartheta = 0,5$ при $t^{DR} = 2$ ч.; c^{DR} – цена оказания агрегатором услуги по управлению спросом, определяемая конкурсным отбором, тыс.руб./МВт; P^{DRA} – управляемая мощность агрегатора, МВт.

При использовании в качестве управляющего ресурса избыточной мощности ЛИЭС с агрегатами более 1 МВт, в силу требований к резервированию

в ЛИЭС всегда выполнимо условие относительно минимальной величины управляемой мощности.

Очевидно, что участие в управлении спросом в качестве управляемого ресурса или в качестве агрегатора сопровождается снижением выдаваемой мощности и энергии на розничный рынок, то есть ведет к снижению соответствующего эффекта.

Эффект повышения бесперебойности электроснабжения

Оператор ЛИЭС способен выполнять услугу резервирования потребителей в зоне центра питания, к которой присоединена ЛИЭС, что позволяет говорить о повышении бесперебойности электроснабжения потребителей.

В этом случае не все потребители получают двустороннее электроснабжение и станут потребителями второй категории, так как избыточная мощность ЛИЭС меньше мощности трансформатора центра питания энергорайона, а допустимый размер нагрузки таких подстанций определяется из условия выхода из работоспособного состояния одного трансформатора.

Основными показателями бесперебойности электроснабжения, как отмечено в предыдущих главах, являются SAIDI и SAIFI. Для анализа изменения значений показателей бесперебойности электроснабжения, согласно [168], определяемых на основе методологий [169, 170, 171], можно воспользоваться выражениями:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{\sum T_i \times N_i}{N_{max}} \right)'' - \left(\frac{\sum T_i \times N_i}{N_{max}} \right)', \quad (3.35)$$

$$\Delta SAIFI = \left(\frac{\sum \omega_i \times N_i}{N_{max}} \right)'' - \left(\frac{\sum \omega_i \times N_i}{N_{max}} \right)', \quad (3.36)$$

где «''» – индексация прогнозного состояния системы электроснабжения; «'» – индексация текущего состояния системы электроснабжения; ω_i – частота отказов i -ого критического элемента системы электроснабжения, раз/год; N_i – количество точек поставки, отключаемых в результате технологического нарушения из-за отказа i -ого критического элемента системы электроснабжения, шт.; N_{max} – количество точек поставки в системе электроснабжения, шт.; T_i –

время нахождения в неработоспособном состоянии i -ого критического элемента системы электроснабжения, ч.

Критическим элементом системы электроснабжения в (3.35), (3.36) является элемент, при отказе которого наблюдается наибольшее количество отключаемых точек присоединения [172, 173].

Данная методика также может быть применена для определения оптимальных энергорайонов интеграции ЛИЭС и выбора потребителей региональной системы электроснабжения, резервирование которых будет осуществляться со стороны ЛИЭС.

Опираясь на ресурсы интегрированных ЛИЭС, при массовом появлении их в системе электроснабжения региона территориальные сетевые организации (ТСО) получают возможность извлечения дополнительного дохода от повышения надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии. В соответствии с механизмом стимулирования повышения надежности и качества [174, 175], возможно увеличение тарифа на передачу на 1% либо 2% при достижении плановых значений указанных показателей, а при невыполнении плановых показателей надежности и качества электроснабжения возможно применение понижающих коэффициентов к тарифу на передачу электрической энергии до -3%.

Таким образом, эффект от повышения надежности для ТСО может привести к увеличению дохода до 2%. Тогда с учетом оплаты услуги оператору:

$$F^{Nun} = D^r \cdot u - F^{un}, \quad (3.37)$$

где F^{Nun} – дополнительный доход ТСО от повышения бесперебойности электроснабжения, тыс. руб.; u – корректирующий коэффициент к тарифу на передачу электрической энергии, %; D^r – доход сетевой компании от оказания услуг по передаче электрической энергии, тыс. руб.

Соответствующий эффект также может быть коммерциализирован для оператора ЛИЭС, учитывая величину мощности резервируемых потребителей в энергорайоне:

$$F^{un} = P^{un} \cdot c^{un}, \quad (3.38)$$

где F^{un} – эффект оператора ЛИЭС от выполнения функции резервирования, тыс. руб.; P^{un} – суммарная мощность резервируемых в энергорайоне потребителей, МВт; c^{un} – стоимость оказания услуг по резервированию потребителей, тыс. руб./МВт, что является предметом договорных отношений.

Эффект от повышения качества

Присоединение ЛИЭС позволяет применять систему мультиагентного регулирования напряжения в электрических сетях [176–179], используя ресурс автоматических регуляторов возбуждения агрегатов. Указанное позволяет не только повысить качество электроснабжения, но и снизить потери в сетях. Очевидно, что если размер потерь становится ниже нормативных, которые устанавливаются регулятором и включаются в тариф, то это сопровождается дополнительными доходами от снижения фактических затрат на компенсацию потерь.

Для оценки изменения затрат на потери электрической энергии в сетях применимо:

$$F^{Nl} = c^{net_l} \cdot [(W_{is} - W_{int}) + \partial W_{110}] - F^l, \quad (3.39)$$

где F^{Nl} – эффект ТСО от снижения потерь, тыс. руб.; c^{net_l} – затраты ТСО на компенсацию потерь в сетях, тыс. руб./МВтч; W_{is} – потери энергии в сети 10 кВ в режиме изолированной работы ЛИЭС, МВтч; W_{int} – потери энергии в исследуемой схеме при интеграции и выполнении заданных функций, МВтч; ∂W_{110} – изменение потерь в сети 110 кВ при параллельной работе ЛИЭС и выполнении заданных функций, МВтч; F^l – дополнительный доход оператора ЛИЭС от выполнения услуги повышения качества, тыс. руб.

Доход оператора ЛИЭС (F^l) может быть также коммерциализирован при формировании соответствующего договора, учитывающего влияние ЛИЭС на потери, что требует разработки определенного экономического механизма.

Эффект от снижения неравномерности нагрузки на шинах центра питания

Оператор ЛИЭС может выполнять услугу по выравниванию графика загрузки центра питания прилегающего энергорайона, что предусматривает не

только выдачу мощности в энергорайон в часы прохождения максимума нагрузки, но и снижение загрузки собственных агрегатов в часы прохождения минимальных нагрузок в энергорайоне (Рисунок 3.4).

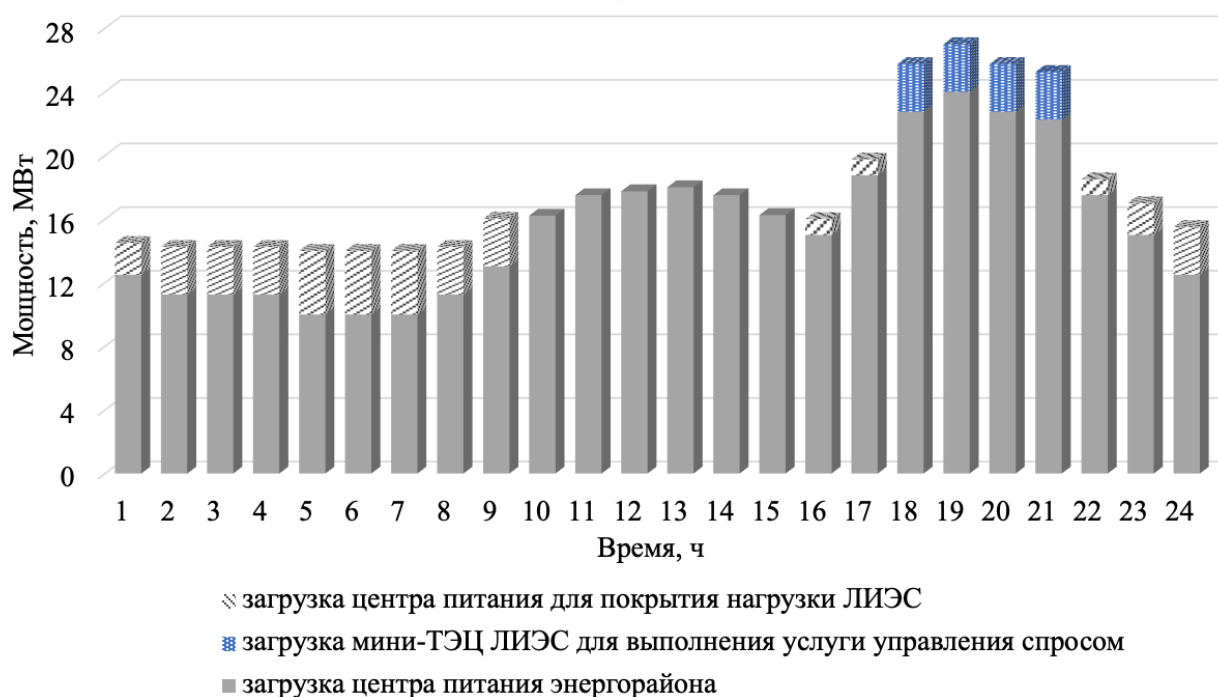


Рисунок 3.4 – Выравнивание графика загрузки центра питания энергорайона (составлено автором)

Эффект будет выражаться в росте долговечности и безотказности электросетевого оборудования, что отразится на затратах по техническому обслуживанию и ремонту территориальной сетевой организации. Поэтому размер этого эффекта может оценить только ТСО, а распределение данного эффекта может быть в рамках договора с оператором ЛИЭС, где эффект ЛИЭС составит F^{load} .

Модель поведения оператора ЛИЭС позволит получить системные эффекты для повышения инвестиционной привлекательности интеграции ЛИЭС с региональной энергосистемой. Состав выбранных системных функций и размер эффектов во многом определяется уровнем интеллектуализации децентрализованного управления и прилегающей к ЛИЭС сети энергорайона, в состав которого она интегрирована. Для оператора ЛИЭС приоритетным может быть не только получение экономических эффектов в условиях различного рода ограничений. При наличии рынка системных услуг и четких правил по

получению вознаграждения эффект во многом зависит от сформированных оператором ЛИЭС экономических отношений с другими субъектами оптового и розничного рынка электроэнергии.

3.2. Экономическая оценка решения проблемы перекрестного субсидирования

Наличие и размер системных экономических эффектов во многом определяются назначением ЛИЭС. Создание промышленных, сельскохозяйственных, коммерческих ЛИЭС обусловлено стремлением к снижению затрат хозяйствующих субъектов на энергоснабжение. Причины создания коммунальных ЛИЭС, в составе которых доминируют население и приравненные к нему группы потребителей, связаны с возможностью снижения затрат на присоединение к коммунальной энергетической инфраструктуре и формирования структуры электропотребления на территории, что обеспечивает эффективное функционирование источников электрической и тепловой мощности и энергии.

Одним из основных системных эффектов от появления коммунальных ЛИЭС в составе региональной энергосистемы является снижение негативного влияния перекрестного субсидирования на стоимость электрической энергии для прочих потребителей. Наличие субсидирования населения со стороны прочих потребителей – результат действующей государственной социально-экономической политики по защите интересов населения, которая направлена на защиту этой группы потребителей, от высокой волатильности цены на ОРЭМ.

Социально ориентированная политика приводит к повышению стоимости электроэнергии для промышленных и прочих потребителей и проявляется в увеличении размеров перекрестного субсидирования населения. Кроме обеспечения долгосрочной стабильности цены электроэнергии для населения перекрестное субсидирование во многом решает вопросы финансирования расходов сетевых компаний, а также расходов, связанных с развитием

генерирующего комплекса путем включения нерыночных надбавок к цене электрической энергии и мощности, складывающейся на ОРЭМ [8,142, 175–185].

В настоящее время промышленные, сельскохозяйственные и коммерческие потребители, которых принято относить к прочим, вынуждены нести на себе нагрузку от 10 различных форм субсидирования, включая межтерриториальное перекрестное субсидирование в интересах отдельных регионов (Калининградская область, Республика Крым, Северный Кавказ, Дальний Восток).

В 2015–2020 годах прирост стоимости электроэнергии для предприятий и организаций составил более 220%, что значительно опережает темпы инфляции за этот период [180]. В 2023 году объем перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе увеличился на 18% (44 млрд руб.) и составил 294 млрд руб. (Рисунок 3.5) [186]. Рост нагрузки перекрестного субсидирования во многом связан с растущими затратами сетевых компаний, выполнением обязательств по различным договорам поставки мощности и включением в цену расчетной прибыли основных субъектов электроэнергетики.

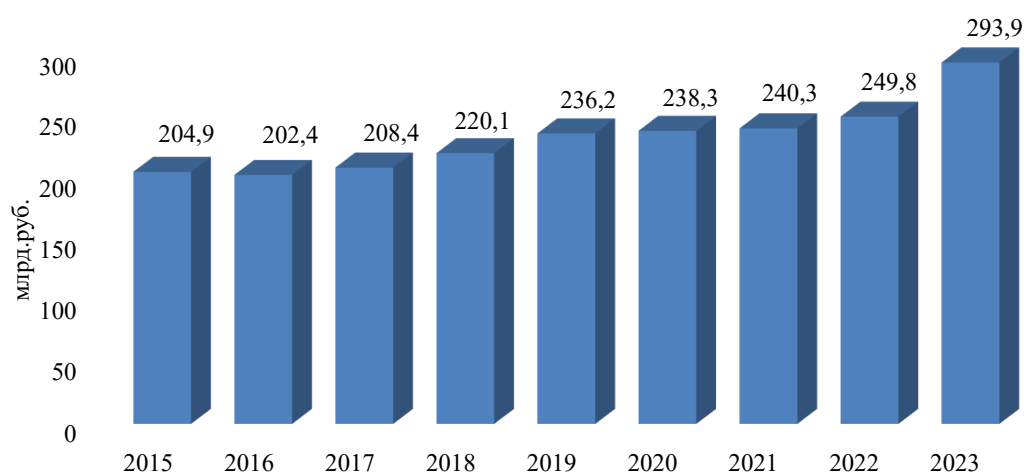


Рисунок 3.5 – Динамика изменения величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе [186]

При этом следует отметить неравномерность размера перекрестного субсидирования по субъектам РФ, особенно она высока в регионах с высокой долей промышленной нагрузки (Свердловская область, Тюменская область, Республика Башкортостан). Существенное влияние на размер субсидирования

оказывает доля населения, проживающего в сельской местности, так как в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами для них стоимость электроэнергии устанавливается на 30% ниже, чем для жителей городов.

Стремительный рост цен и тарифов на электрическую энергию объясняется не только механизмом перекрестного субсидирования, но и включением в структуру цены различных нерыночных надбавок. Невозможность прогнозировать стоимость энергоресурсов в долгосрочной перспективе подтолкнула промышленные компании к включению в системы электроснабжения генерирующих мощностей [36, 105, 187]. Данная тенденция существенно повлияла на распределение электропотребления в зоне действия ЕЭС России. В результате произошло заметное сокращение доли промышленного сектора при одновременном увеличении потребления электроэнергии в коммунально-бытовом сегменте (Рисунок 3.6).

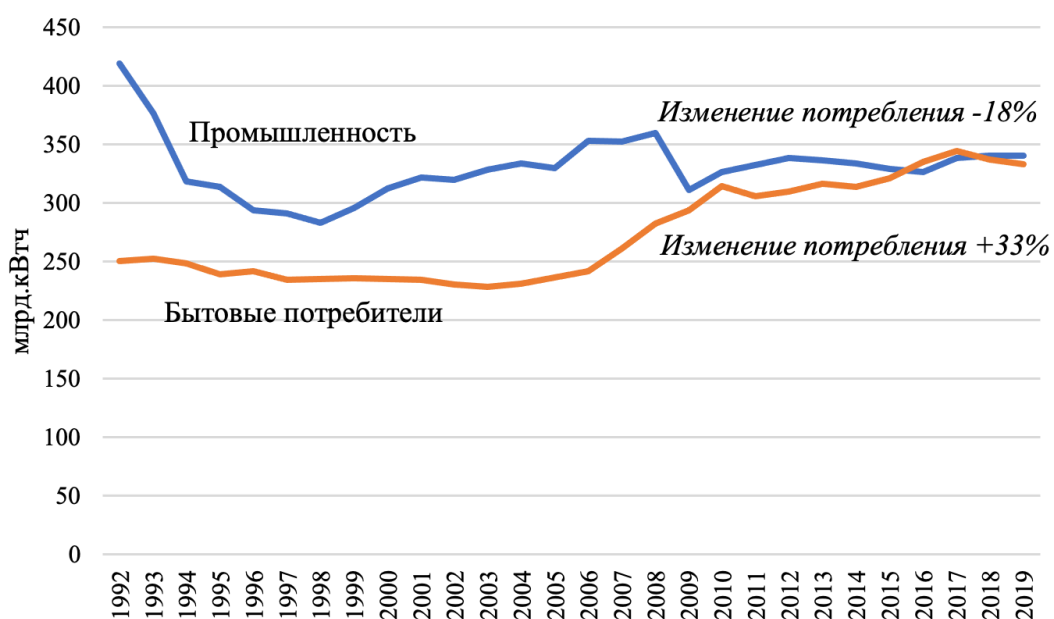


Рисунок 3.6 – Динамика потребления электроэнергии в отдельных секторах, млрд кВтч (составлено автором)

Согласно исследованию KPMG [180], в горизонте до 2030 г. прогнозируется рост размера перекрестного субсидирования, что в большей мере связано с динамикой инвестиционных программ в генерации и развитием

энергетики Дальневосточного региона. Изменение структуры электропотребления в регионах ведет к росту нагрузки перекрестного субсидирования на субъекты хозяйственной деятельности, особенно при массовом переходе субъектов реального сектора экономики к распределенной генерации малой мощности.

Актуальность решения проблемы перекрестного субсидирования в электроэнергетике отмечается на всех уровнях: от потребителей до органов власти. Указывается на негативное влияние перекрестного субсидирования на макроэкономические показатели, в частности на рост промышленного производства в России [186, 188].

Рекомендации, предлагаемые учеными и экспертами, сводятся, главным образом, к переходу на экономически обоснованные тарифы (на уровне предельных издержек) для различных категорий потребителей [189, 190] и установлению социальных норм потребления для населения [188, 191]. Однако реализация пилотных проектов в некоторых субъектах РФ по введению социальных норм потребления не привела к значимым результатам в вопросе сокращения перекрестного субсидирования между группами потребителей [189–194].

В качестве одного из способов ликвидации проблемы перекрестного субсидирования рассматривается применение опережающих темпов повышения тарифа на электроэнергию для населения [30], что широко обсуждается в Правительстве, Государственной думе и экспертном сообществе. Использование такого способа предполагалось в рамках федерального бюджета на 2022–2024 годы [195, 196].

Распространенным способом в практике крупных энергоемких предприятий, стремящихся снизить влияние перекрестного субсидирования, является подключение электроприемников хозяйствующих субъектов к сетям высокого напряжения, где тариф на услугу по передаче электроэнергии не зависит от размера перекрестного субсидирования. Еще один способ снижения величины перекрестного субсидирования связан с формированием локальных

интеллектуальных энергосистем. Этот эффект достигается при создании промышленных, сельскохозяйственных и коммерческих ЛИЭС для электроснабжения технологических процессов и занимаемых гостиницами, банками, деловыми центрами и прочими коммерческими организациями зданий большой площади. Однако для предприятий и организаций, оставшихся в зоне действия региональных систем электроснабжения, нагрузка перекрестного субсидирования возрастает, что можно отнести к негативному системному эффекту ЛИЭС, создаваемых субъектами экономики. Особенно остро эта проблема прослеживается у предприятий малого и среднего бизнеса с нагрузкой до 150 кВт, производящих продукцию и оказывающих населению различного рода услуги.

Рост перекрестного субсидирования проявляется в повышении тарифа на передачу электроэнергии при повышении электропотребления населением и приравненными к нему потребителями. Очевидно, с ростом строительства жилья и электровооруженности бытовых потребителей будет возрастать доля коммунально-бытовой нагрузки, а следовательно, и размер перекрестного субсидирования:

$$\Delta C^{\text{ПЕР}} = C_{\text{н}} \cdot \lambda_{\text{н}} \cdot (1 - \varphi) / \varphi, \quad (3.40)$$

$$\varphi = C_{\text{н}} / C_{\text{п}}, \quad (3.41)$$

где $\Delta C^{\text{ПЕР}}$ – размер перекрестного субсидирования, $C_{\text{н}}$ – установленный для населения тариф на электрическую энергию, $\lambda_{\text{н}}$ – доля населения в структуре электропотребления, $C_{\text{п}}$ – стоимость электрической энергии для прочих потребителей.

Очевидно, что при снижении доли населения, электропотребление которого осуществляется гарантирующим поставщиком, размер перекрестного субсидирования снижается. Естественно, если цена на электроэнергию для всех групп потребителей будет равна, то перекрестное субсидирование отсутствует. В случае, когда существует превышение тарифа для населения над стоимостью электроэнергии для прочих потребителей, уже население субсидирует

промышленность, стимулируя, таким образом, развитие экономики. Так работают механизмы ценообразования в Европе и Америке [197].

На Рисунке 3.7 представлены результаты численного моделирования снижения перекрестного субсидирования при снижении доли бытовой нагрузки в системах централизованного электроснабжения и при опережающем росте тарифа для населения относительно промышленности. Снижение доли электроснабжения населения из систем централизованного электроснабжения моделирует формирование коммунальных ЛИЭС. В рамках моделирования приняты условия, что доля населения в структуре электропотребления составляет $\lambda_n = 0,4$; соотношение стоимости электрической энергии $\varphi = 0,6$. За базовое значение изменения доли нагрузки населения принято 5%.

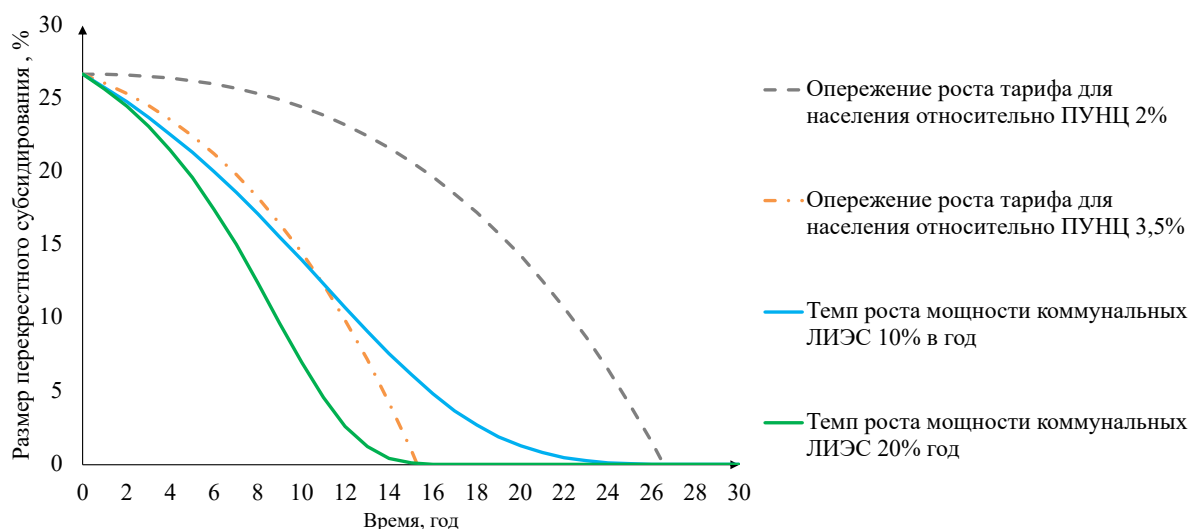


Рисунок 3.7 – Сокращение перекрестного субсидирования между группами потребителей при разных стратегиях, ПУНЦ – предельный уровень нерегулируемых цен (составлено автором)

Сопоставление двух стратегий позволяет сделать вывод о преимуществах создания в составе региональной электроэнергетики коммунальных ЛИЭС, где скорость снижения перекрестного субсидирования выше, чем при повышении тарифа для населения. Следует отметить, что высокие темпы роста тарифов, скорее всего, будут сопровождаться ростом социальной напряженности и увеличением неплатежей населения за электроэнергию [198]. Уже при существующих тарифах по окончании 2022 года задолженность населения за

электроэнергию составляла 72,7 млрд руб., при этом последние годы наблюдается постоянный рост задолженности на 2–5% в год.

На примере Новосибирской области (приложение В) проведены расчеты изменения величины перекрестного субсидирования, достигшего к настоящему времени более 2,5 млрд рублей. При росте мощности коммунальных ЛИЭС, обеспечивающих снижение доли населения в региональной энергосистеме с темпом роста в 10% в год, уже через 10 лет нагрузка от перекрестного субсидирования на субъекты реального сектора экономики снизится в 2 раза.

Коммунальные ЛИЭС позволяют освободить от перекрестного субсидирования входящих в них субъектов малого и среднего предпринимательства (МСП). Близость к недорогим источникам электроэнергии в сочетании с долгосрочными и стабильными ценами делает коммунальные ЛИЭС привлекательными для МСП, заинтересованного в доступном и бесперебойном электроснабжении.

Эти конкурентные преимущества позволяют оператору ЛИЭС управлять спросом на электроэнергию, осуществлять клиентоориентированное ценообразование и таким образом формировать профиль графика суммарной нагрузки [199], соответствующей техническим и экономическим характеристикам используемой в ЛИЭС генерации. Кроме того, коммунальные ЛИЭС способны нивелировать негативное влияние промышленных, сельскохозяйственных и коммерческих ЛИЭС, создание которых обусловлено очевидными экономическими эффектами и наличием условий для использования распределенной генерации малой мощности в системах электроснабжения субъектов реального сектора экономики.

Следует отметить появление специализированных инвесторов в создании коммунальных ЛИЭС, к которым относятся застройщики и строительные компании, заинтересованные в минимизации затрат на инженерную подготовку территорий, выделенных для рационального градостроительного использования. Нередко для жилых комплексов, состоящих из жилых и общественных зданий, обеспечение теплом и электричеством

становится экономически более выгодным за счет строительства мини-ТЭЦ, чем путем присоединения к сетям существующей коммунальной энергетической инфраструктуры.

3.3. Экономические эффекты повышения инвестиционной привлекательности объектов интеллектуальной энергетики

Наличие топливной эффективности служит основой инвестиционной привлекательности создания ЛИЭС на основе мини-ТЭЦ и их включения в состав коммунальной инфраструктуры энергоснабжения населения и приравненных к нему потребителей.

Можно указать на множество примеров, на практике демонстрирующих экономические преимущества строительства мини-ТЭЦ и формирования на их основе локальных энергосистем, функционирующих автономно на принципах самобаланса, а также ЛИЭС, работающих в составе региональной энергосистемы.

От размеров получаемых на практике эффектов, указанных в п. 3.1, зависит срок возврата инвестиций в ЛИЭС. Их инвестиционная привлекательность во многом определяется институциональной средой, определяющей возможности коммерциализации локальных и системных эффектов. Создание благоприятных условий для эффективной работы на рынках тепловой и электрической энергии во многом зависит от региональных, муниципальных органов власти и их заинтересованности в переходе к распределенной энергетике.

Примеры коммунальных ЛИЭС встречаются в малых и средних городах Московской области и на Дальнем Востоке. Особого внимания заслуживает локальная энергосистема на основе мини-ТЭЦ «Мякинино». Данный источник осуществляет тепло-, электро- и холодоснабжение административно-общественного Центра Правительства Московской области, Дворца правосудия с административно-офисными помещениями, бизнес-центра и делового комплекса «Два Капитана». Электрическая мощность данной мини-ТЭЦ

составляет 30 МВт, тепловая – 56 Гкал/ч; станция включает три абсорбционных чиллера суммарной холодопроизводительностью 6 МВт. Это первый в России объект с применением системы тригенерации.

Как было отмечено в Таблице 2.1, имеются и другие примеры инвестиций в строительство мини-ТЭЦ, основу инвестиционной привлекательности которых составляют присущие им конкурентные преимущества. Указанное свидетельствует о массовости подобных проектов и явной тенденции развития коммунальных ЛИЭС.

Следует отметить, что в составе коммунальной энергетической инфраструктуры независимо от географического расположения населенного пункта в основном используются газопоршневые установки (ГПУ). В настоящее время на отечественном рынке присутствуют ГПУ российского производства от компаний ООО «ПКТ», ГК «УГК Энергетика», ООО «ГэС», где единичная мощность агрегатов достигает 1,5 МВт, а коэффициент полезного использования топлива составляет 85–90%. Из производимого в дружественных странах имеются китайские ГПУ с единичной мощностью агрегатов до 2 МВт с КПИТ 87–90% от компании «Hunan Liyu New Energy». Однако на действующих коммунальных мини-ТЭЦ установлены ГПУ в основном американского, австрийского и немецкого производства, которые отличаются более разнообразной по мощности линейкой агрегатов с высокими маневренными возможностями, оснащенные автоматикой, в том числе обеспечивающей параллельную работу мини-ТЭЦ в составе энергосистем.

Многие из существующих примеров относятся к мини-ТЭЦ, выполняющих функции основного источника электрической и тепловой энергии для потребителей. На их основе формируются ЛИЭС, но по различным причинам они не интегрированы в состав региональной энергосистемы. Основной причиной является превышение мини-ТЭЦ электрической мощности 25 МВт, что не позволяет им выполнять функции производителя электрической энергии на розничных рынках. Другой причиной является высокая стоимость технологического присоединения ЛИЭС к сетям территориальной сетевой

организации. Во многом завышение этой стоимости носит форму отказа от включения ЛИЭС в состав энергорайона, так как уровень интеллектуализации распределительной сети среднего класса напряжения недостаточен для взаимодействия с децентрализованной интеллектуальной системой управления, присущей ЛИЭС.

Существующая взаимосвязь выработки электрической энергии с тепловой на ГПУ позволяет утверждать: чем больше отпуск электричества, тем больше выдача тепла. Полезное использование в системе теплоснабжения попутно производимой тепловой энергии, отпускаемой ГПУ, обеспечивает им безусловные экономические преимущества перед любыми котельными, если весь расход топлива относится на выработку электричества. Однако даже при таком подходе стоимость производимой электроэнергии остается недорогой из-за высокого электрического КПД и близости источника к электроприемникам. При всех прочих условиях цена электроэнергии, вырабатываемой мини-ТЭЦ, остается ниже, чем от других энергосбытовых и энергоснабжающих компаний, действующих на региональном розничном рынке.

Технические и экономические преимущества ГПУ выражаются в привлекательной для потребителей стоимости отпускаемой тепловой и электрической энергии. С другой стороны, величина стоимости энергии влияет на сроки окупаемости инвестиций в мини-ТЭЦ: чем она выше, тем быстрее происходит возврат средств. Возникает необходимость в поиске компромисса между производителями и потребителями энергии, для достижения которого целесообразна реализация клиентоориентированного электроснабжения, позволяющего сформировать оптимальный для мини-ТЭЦ ЛИЭС режим работы.

Обычно радиус зоны действия ЛИЭС не превышает 10 км, а интеграция с региональной энергосистемой осуществляется по двум линиям 10 кВ, что достаточно для обмена мощностью около 5 МВт с РРЭ. Поэтому задача оптимизации электропотребления сводится к отбору из множества расположенных в зоне действия ЛИЭС потребителей, где каждый имеет собственный профиль нагрузки. При появлении нового субъекта РРЭ в лице

оператора ЛИЭС решение задачи отбора электропотребителей будет относиться к ее компетенции. Для привлечения на территорию зоны действия ЛИЭС потребителей, обладающих нужными профилями нагрузки, целесообразно формирование ценовых сигналов, размер которых определяется влиянием на повышение КИУМ энергоисточника в ЛИЭС, который зависит от неравномерности и плотности графика нагрузки.

Адресатами ценового сигнала преимущественно являются потребители, относящиеся к субъектам малого и среднего предпринимательства, как наиболее мобильные, способные менять свое месторасположение в поисках благоприятных условий работы. В стремлении снизить затраты на электроэнергию следует ожидать их заинтересованности к вхождению в состав ЛИЭС для повышения своей конкурентоспособности.

Механизм клиентоориентированного ценообразования в рамках интеллектуальных энергосистем может быть реализован с применением технологии smart-контрактов, учитывающих профиль нагрузки и другие дополнительные требования к потребителям. Например, это может касаться требований к надежности электроснабжения, соотношения потребления активной и реактивной мощностей, наличия технологических процессов у потребителей, порождающих искажения синусоидальности кривой напряжения или тока, и иное, что позволит стимулировать потребителей вносить изменения в профиль нагрузки ради снижения затрат на электроснабжение [156, 199, 200].

Реализация принципа клиентоориентированного ценообразования в коммунальной ЛИЭС «Берёзовое» г. Новосибирск, позволила добиться значений неравномерности графика нагрузки на уровне 0,45 и плотности 0,7, по сравнению со значениями, соответственно, 0,1 и 0,4 для коммунально-бытовых потребителей.

Указанная коммунальная ЛИЭС является первой, интегрированной в состав региональной энергосистемы (см. Приложение Г). Изначально ЛИЭС работала в островном режиме, причиной ее формирования была экономическая

нецелесообразность присоединения электрической нагрузки нового жилого микрорайона к региональной системе электроснабжения. Окупаемость проекта составила 5 лет из-за высокой доли коммунально-бытовой нагрузки. Доля потребителей, относящихся к группе «Население», составляла 85% на момент начала работы ЛИЭС, и электроэнергия отпускалась по тарифу, который устанавливался региональной энергетической комиссией в г. Новосибирске.

Интеграция в региональную энергосистему позволила оператору ЛИЭС получить дополнительные эффекты, а в энергорайоне, запитанном от ПС «Силикатная» АО «РЭС», повысились надежность электроснабжения и качество электроэнергии, что подробно показано в приложении Г.

В Таблице 3.1 приведены характеристики основного генерирующего оборудования ЛИЭС.

Таблица 3.1 – Характеристика мини-ТЭЦ ЛИЭС «Берёзовое» (составлено автором)

Оборудование	Мощность агрегата, МВт	Количество, шт.	Мощность мини-ТЭЦ, МВт
Электрическое оборудование			
G3520 E Caterpillar	2 (электрическая мощность)	5	10,0
	2,15 (тепловая мощность)		10,75
Дизель-генераторная установка 1600–10 Caterpillar	1,6	2	3,2
Котельное оборудование			
Котлоагрегат Buderus	11,2	2	22,4
Котлоагрегат Термотехник-ТТ 100	2,5	2	5,0
Котлоагрегат Buderus	19,2	2	38,4

Включение ЛИЭС «Берёзовое» в состав энергетики региона позволяет выявить достигнутые технико-экономические результаты [107]:

- производство электроэнергии выросло на 20%, что позволило повысить эффективность работы когенерационной установки, а также сократить отпуск тепла с котельного оборудования;

- получены дополнительные доходы от энергосбытовой компании, закупающей по цене оптового рынка избытки электроэнергии, что позволило

окупить за 6 месяцев затраты на внедрение интеллектуальной системы управления, без которой было бы невозможно обеспечить согласованную работу с сетевой организацией и диспетчерским центром;

- отпала необходимость в резервных дизельных агрегатах, которые теперь используются для повышения надежности электроснабжения других котельных, что позволило сократить инвестиции на развитие бизнеса;

- снизились затраты на приобретение 15% объема природного газа, и появилась возможность использования сэкономленного газа для расширения зоны теплоснабжения;

- оказываются системные услуги сетевой организации в части мультиагентного управления узловыми напряжениями, и предоставляется регулировочный ресурс в размере 1500 кВт агрегатору управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России.

Во многом обоснование целесообразности присоединения данной ЛИЭС к региональной энергосистеме, основанное на оценке экономических эффектов от оказания системных услуг, выполнялось с использованием методического инструментария, представленного в п. 3.1.

Примером использования разработанных методических положений может служить проектируемая ЛИЭС на территории жилого комплекса «Радуга Сибири» в энергорайоне ПС «Кирзаводская». Данная ЛИЭС определена как целесообразная в рамках анализа, представленного в приложении Д. Выполнено обоснование привлечения инвестиций в создание и интеграцию ЛИЭС, и рассчитаны эффекты, обуславливающие инвестиционную привлекательность. Особенность данной территории заключается в наличии котельной для теплоснабжения 8 введенных в эксплуатацию многоэтажных жилых зданий, ввиду чего вопрос создания мини-ТЭЦ потребовал учитывать возможность реконструкции котельной для электро- и теплоснабжения перспективной нагрузки жилого комплекса, так как ближайшие районные подстанции относятся к запертым, требующим реконструкции для электроснабжения в условиях растущих коммунально-бытовых нагрузок.

В Таблице 3.2 приведены характеристики основного генерирующего оборудования ЛИЭС «Радуга Сибири».

Таблица 3.2 – Характеристика мини-ТЭЦ ЛИЭС «Радуга Сибири» (составлено автором)

Оборудование	Мощность агрегата, МВт	Количество, шт.	Мощность мини-ТЭЦ, МВт
Электрическое оборудование			
CG260-16 Caterpillar	4,150 (электрическая мощность)	6	24,9
	4,150 (тепловая мощность)		24,9
Котельное оборудование			
Котлоагрегат UT-HZ	19,2	2	38,4

Данная ЛИЭС изначально формируется как интегрированная в региональную энергосистему, что позволяет получать соответствующие системные эффекты. Согласно выполненной предпроектной стадии, сумма инвестиционных затрат составляет около 1,2 млрд руб. (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Укрупненная смета инвестиционных затрат (составлено автором)

Наименование	Сумма инвестиций, тыс. руб., включая НДС	Доля в инвестициях, %
Объем инвестиций	1 208 798	100,0
Проектные работы	50 000	4,1
Оборудование, включая ГПУ, котельное оборудование, автоматику и прочее	903 858	74,8
Строительно-монтажные работы	254 940	21,1

Рассчитанная топливная составляющая производства электрической энергии составляет 0,83 руб./кВтч, а согласно разработанной модели, приведенной в п. 3.2, себестоимость производства электроэнергии в ЛИЭС «Радуга Сибири» составляет 1,15 руб./кВтч при пропорциональном разнесении топлива. При существующих тарифах для населения и с учетом предельного уровня нерегулируемых цен имеется инвестиционная привлекательность создания ЛИЭС. С учетом эффектов от продажи электрической и тепловой энергии срок окупаемости проекта без учета системных эффектов от интеграции с региональной системой электроснабжения не превысит 5 лет (Рисунок 3.8).

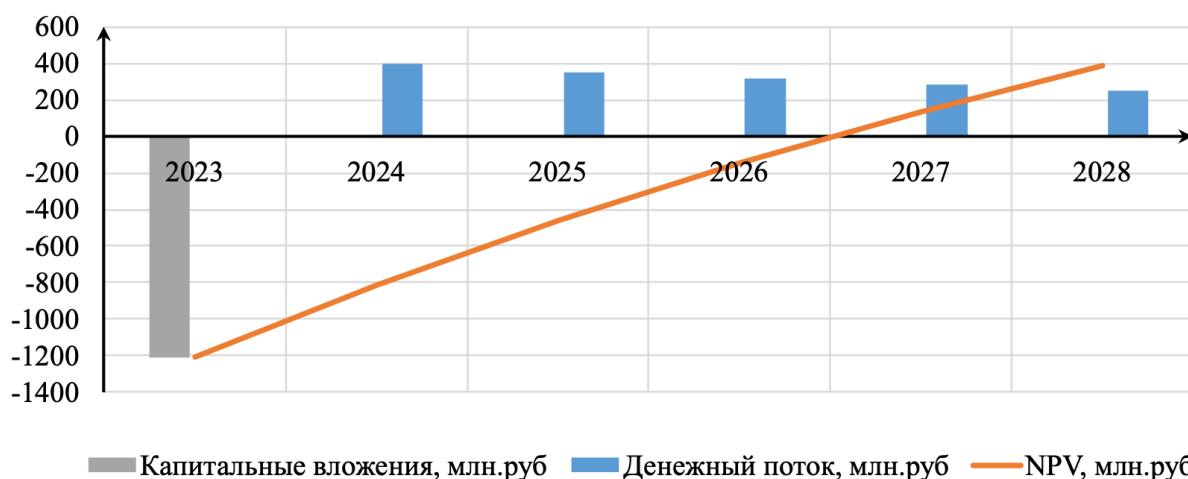


Рисунок 3.8 – Возврат инвестиций в ЛИЭС «Радуга Сибири» при поставке электроэнергии только потребителям ЛИЭС (составлено автором)

При учете эффекта от выдачи энергии в региональную систему и ее поставок по договору энергоснабжения субъектам реального сектора экономики по стоимости, равной 90% от предельного уровня нерегулируемых цен, инвестиционная привлекательность проекта повысится. Срок возврата инвестиций сократится почти на один год (Рисунок 3.9). При этом сетевая компания получит также дополнительный годовой эффект в размере 8,7 млн руб. за услуги по передаче электроэнергии.

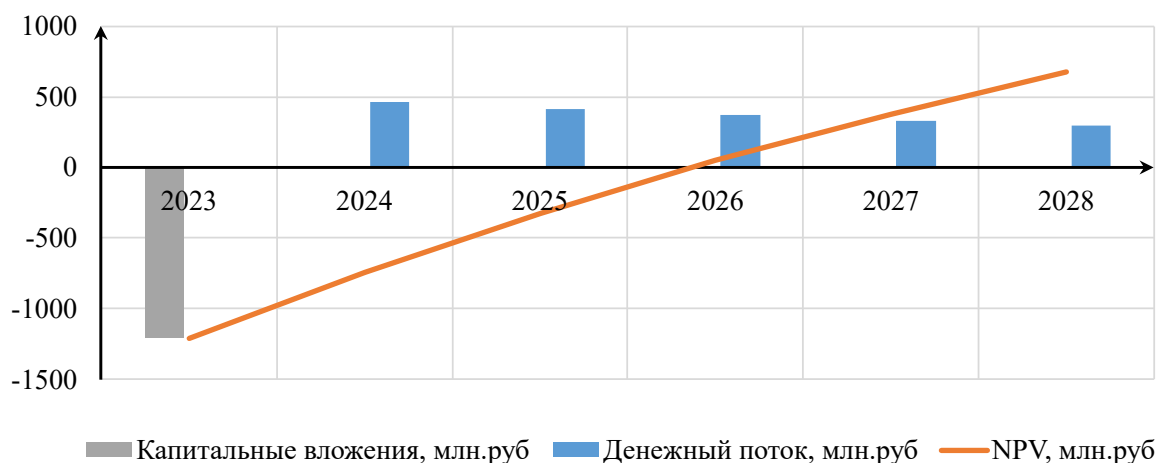


Рисунок 3.9 – Возврат инвестиций в ЛИЭС «Радуга Сибири» при дополнительной поставке электроэнергии на розничный рынок электроэнергии (составлено автором)

При анализе изменения инвестиционной привлекательности учтены лишь некоторые эффекты, связанные с поставкой электроэнергии на розничный рынок

в силу того, что многие эффекты не могут быть коммерциализированны в существующей институциональной среде.

К примеру, экологический эффект сокращения выбросов CO₂, даже при исключении эффекта от выдачи на розничный рынок, составляет 78,3 тыс. тонн. CO₂ эквивалента. Аналогичный эффект за счет фотоэлектрических модулей достигается при их мощности 52,9 МВт, что более чем в 2 раза превышает установленную мощность ГПУ в ЛИЭС. В качестве аналогии для расчета стоимостного выражения эффекта применены правила, предусмотренные Федеральным законом от 06.03.2022 N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». К примеру, для Сахалинской области, стоимостной эффект снижения выбросов составит 78,3 млн. руб. (при расчете через систему штрафов). В стоимостном выражении экологического эффекта также может быть учтена сумма капитальных затрат на строительство солнечной электростанции, обеспечивающей аналогичный эффект снижения выбросов – около 2 095 млн. руб. (при мощности станции 52,9 МВт). Полученный эффект подтверждает гипотезу о целесообразности расширения механизма зеленых сертификатов и учета когенерационной выработки в решении экологических задач.

Создание ЛИЭС «Радуга Сибири» – пример развития территории и изменения существующей коммунально-энергетической инфраструктуры. Можно выделить эффективность от интеллектуализации и формирования ЛИЭС с использованием инновационных технологий, что особенно важно для развития территорий опережающего развития и особых экономических зон.

В Приложении Д показаны другие районы в г. Новосибирск, где целесообразна интеграция коммунальных ЛИЭС, формируемых на основе трансформации отопительных котельных и существующих потребителей. Интеграция указанных ЛИЭС. позволяет поучить значимый системный эффект снижения величины перекрестного субсидирования. Рассчитано, что снижение доли электропотребления населением в энергосистеме на 13% позволяет снизить

величину перекрёстного субсидирования почти на 9%, что ощутимо скажется на уровне доступности электрической энергии для сходствующих субъектов.

В 2025 году планируется приступить к реализации проекта комплексного развития территории инновационной и научно-образовательной деятельности «СмартСити-Новосибирск». Территория объединит производственные, научно-исследовательские, IT- и бизнес-площадки. Целью строительства «СмартСити-Новосибирск» является формирование современного территориального научно-технологического и социально-экономического комплекса мирового уровня для развития науки и наукоемкого бизнеса (исследователей, изобретателей, бизнес-консультантов, финансовых учреждений, производственных организаций и т. д.) с обеспечением благоприятных условий для проживания населения и его самореализации.

Несмотря на направленность формирования среды умного города, высокий уровень интеллектуализации резидентов, базовый вариант энергоснабжения потребителей на территории «СмартСити-Новосибирск» основан на традиционных технических решениях и не ориентирован на формирование на данной территории интеллектуальной энергосистемы, что является существенным недостатком.

Для обеспечения электроэнергией объектов, расположенных на проектируемых территориях, сегодня рассматриваются следующие варианты:

- реконструкция закрытой ПС 110/10 «Сосновка»;
- реконструкция ПС 110/10 «Барышевская» и «Академическая»;
- реконструкция сети 110 кВ для присоединения нагрузки 77,04 МВт;
- строительство ПС 110/10 «Академическая-новая» и «Барышевская-2»;
- строительство ЛЭП 110 кВ;
- строительство электрических сетей 10/0,4 кВ.

Аналогично решается вопрос теплоснабжения, где наблюдается ориентация системы на котельные и строительство теплотрассы от удаленного источника тепловой энергии. Однако в современных условиях важным критерием должна служить энергоэффективность производства тепловой и

электрической энергии, что соответствует политике ресурсосбережения. Использование морально устаревших технологий ведет к низкой надежности, низкой экономичности и высокой зависимости от систем централизованного электро- и теплоснабжения.

«СмартСити-Новосибирск» входит в состав зоны опережающего развития «Наукополис», и включение в систему энергоснабжения мини-ТЭЦ соответствует статусу территории и повышает инвестиционную привлекательности «СмартСити-Новосибирск». Создание ЛИЭС позволит предложить резидентам современную систему энергоснабжения, отличающуюся высокой надежностью, экономичностью и экологичностью, что важно для хозяйствующих субъектов и населения. Это проявляется в доступной стоимости энергии. Цены на тепло и электричество будут иметь долгосрочный и стабильный характер.

На основании проведенного анализа предполагаемых резидентов данной территории, профилей их нагрузки, существующей энергетической инфраструктуры в непосредственной близости от застраиваемой территории, предлагается создание комбинированной системы энергоснабжения на территории «СмартСити-Новосибирск», в которой часть потребителей (I-PARC, I-CITY, ФИЦ ФТБ) суммарной мощностью 22,2 МВт будут выделены в ЛИЭС, где основным источником должна стать мини-ТЭЦ мощностью 24,4 МВт (Таблица 3.4). При условии полного полезного использования тепла КИУМ ГПУ составляет 58%.

Таблица 3.4 – Характеристика мини-ТЭЦ ЛИЭС «Смарт-Сити-Новосибирск» (составлено автором)

Оборудование	Мощность агрегата, МВт	Количество, шт.	Мощность мини-ТЭЦ, МВт
Электрическое оборудование			
ГПУ JENBACHER J620 (ООО Завод «Генмоторс»)	3,05 (электрическая мощность)	8	24,4
	3,05 (тепловая мощность)		24,4
Котельное оборудование			
Котлоагрегат UT-HZ	20,5	1	21,5
Котлоагрегат UT-HZ	11	1	

Предполагаемый размер капитальных вложений в формирование ЛИЭС составит 1 700 млн руб.

Согласно проведенным расчетам, себестоимость производства электрической и тепловой энергии в ЛИЭС будет сопоставима с себестоимостью энергии в ЛИЭС «Радуга Сибири», составит 1,1 руб./кВтч и 0,9 руб./кВтч соответственно. Расчеты инвестиционной привлекательности показали, что, даже при условии поставки всего объема электроэнергии по тарифу для населения и приравненных к нему категорий потребителей, окупаемость проекта не превысит 4 лет (Рисунок 3.10).

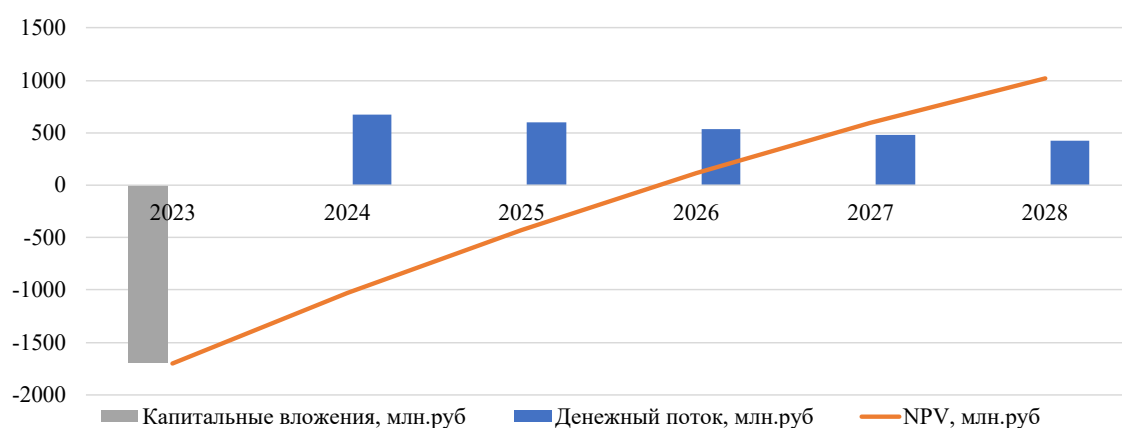


Рисунок 3.10 – Возврат инвестиций в ЛИЭС «СмартСити-Новосибирск»
(составлено автором)

Аналогично другим ЛИЭС, экологический эффект составит сокращение выбросов CO₂ на 74 тыс. тонн, что сопоставимо с эффектом работы солнечной электростанции мощностью 50 МВт.

Формирование ЛИЭС на территории «СмартСити-Новосибирск» позволит обеспечить конкурентные преимущества резидентам территории и повысит их экономическую активность, повысит привлекательность территории для других субъектов МСП, что будет способствовать социально-экономическому развитию поселения.

Следует отметить эффективность создания ЛИЭС коммунального назначения в системах энергоснабжения малых и средних городов. Формирование ЛИЭС на данных территориях позволит снизить (вплоть до

исключения) нагрузку перекрестного субсидирования для предприятий реального сектора экономики, в том числе малого и среднего предпринимательства. Близость к электроприемникам значительно снизит долю сетевой составляющей в стоимости электроэнергии, это позволит решать проблему повышения доступности электроэнергии и бесперебойности электроснабжения, обеспечивая двустороннее питание на территории малых и средних городов, что следует учитывать при разработке программ развития распределенной энергетики.

Полученные результаты подтверждают прикладное значение разработанных моделей и методического инструментария. Предложенные модели и методики могут быть использованы в том числе при разработке региональных программ развития распределенной энергетики. Инструментарий применяется в научно-прикладных исследованиях, связанных с технико-экономическим обоснованием развития распределенной энергетики и формирования ЛИЭС на территории г. Обь, р.п. Линево Новосибирской области.

При формировании программ развития распределенной энергетики необходим учет территориальных особенностей. Также должны приниматься во внимание причины и особенности формирования ЛИЭС: экономическая нецелесообразность присоединения к региональной энергосистеме (как в случае ЛИЭС «Берёзовое» на первоначальном этапе), повышение энергоэффективности (как в случае реконструкции котельной для формирования ЛИЭС «Радуга Сибири»), необходимость развития новых территорий на принципах энергоэффективности, экономичности, надежности и экологичности энергоснабжения (как в случае ЛИЭС «СмартСити-Новосибирск»).

3.4. Выводы по главе 3

Экономические эффекты от интеграции ЛИЭС в региональную энергосистему и выполнения оператором ЛИЭС новых системных функций обеспечивают повышение инвестиционной привлекательности ЛИЭС, однако их коммерциализация возможна только частично, из-за несовершенства

существующих или отсутствия соответствующих нормативно-правовых актов. Функция оператора ЛИЭС состоит в формировании состава оказываемых системных услуг для получения определенных эффектов в условиях технических и иных ограничений, в том числе из-за отставания интеллектуализации внешней сети. Снятие ограничений на коммерциализацию во многом зависит от территориальной сетевой организации, гарантирующего поставщика и других субъектов розничного рынка.

Разработанные методические положения оценки экономических эффектов от интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетик могут служить основой предложенных решений по развитию ЛИЭС и позволят оценить размер системных эффектов от выполнения ЛИЭС дополнительных функций. Придав ускорение процессу создания коммунальных ЛИЭС, можно снизить отрицательное влияние перекрестного субсидирования, что следует учитывать при разработке региональных программ развития распределенной энергетики.

Разработанный инструментарий использован при обосновании экономической целесообразности проектов интеграции ЛИЭС, до этого работавшей в островном режиме, в региональную энергосистему, а также для исследований преобразования котельной в мини-ТЭЦ с созданием интегрированной коммунальной ЛИЭС, которой присущи повышенная доступность и бесперебойность электроснабжения. Полученные результаты позволяют сравнить варианты традиционного энергоснабжения и энергоснабжения на основе инновационных технологий распределенной энергетики.

В результате апробации разработанных методических положений определены следующие экономические эффекты, подтверждающие целесообразность реализации проектов:

- топливная составляющая в себестоимости электрической энергии снизилась до 0,80–0,83 руб./кВт·;
- срок окупаемости проектов без учета системных эффектов от интеграции с региональной системой электроснабжения не превышает 5 лет,

учет дополнительного дохода от поставки электрической энергии на розничный рынок позволяет сократить срок возврата инвестиций на 20 %.

- экологический эффект сокращения выбросов CO_2 , даже при исключении эффекта от выдачи на розничный рынок, сопоставим с эффектом от работы солнечной электростанции мощностью более чем в 2 раза превышающей установленную мощность ГПУ в ЛИЭС;

- формирование коммунальных ЛИЭС, обеспечивающих снижение электропотребления населения в региональной энергосистеме Новосибирской области на 13 % позволяет снизить величину перекрестного субсидирования на 8,85 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках диссертации решен комплекс актуальных научных задач, связанных с повышением интеллектуализации электроэнергетики России, обеспечивающей получение значимых народнохозяйственных экономических эффектов, проявляющихся в обновлении производственного аппарата отрасли, активизации импортозамещения, росте энергетической безопасности территорий и доступности электрической и тепловой энергии для конечных потребителей.

Проведенное исследование обеспечивает прирост научных знаний в следующих аспектах.

1. Сформулированы теоретические особенности формирования интеллектуальной энергетики и организационно-экономические принципы внедрения локальных интеллектуальных энергосистем. В частности, уточнен понятийный аппарат, предложены критерии отнесения энергосистемы к интеллектуальной, выявлены системные эффекты, достигаемые за счет интеллектуализации региональной энергетики.

2. Предложена модель экономически эффективной интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику, включающая комплекс решений по трансформации розничного рынка электроэнергии. Обоснована необходимость создания нового субъекта – оператора локальной интеллектуальной энергосистемы, осуществляющего производство, передачу и поставку тепловой и электрической энергии в форме вертикально-интегрированной организации. Предложены модели договорных отношений, обеспечивающие коммерциализацию новых системных эффектов и рост инвестиционной привлекательности объектов распределенной энергетики.

3. Разработаны методические положения для оценки экономических эффектов от проектов интеграции ЛИЭС в региональную энергетику, учитывающие технико-экономические характеристики энергетического оборудования, особенности формирования себестоимости электрической и тепловой энергии, соотношение спроса и предложения на энергетические

товары. Выявлено, что наиболее полезные системные эффекты достигаются интеграцией коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем. Их включение в состав региональной энергосистемы снижает негативное влияние перекрестного субсидирования – одного из сдерживающих факторов социально-экономического развития регионов. Доказано, что интеграция коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем особо эффективна в районах, где строительство жилья и развитие субъектов предпринимательства сдерживается сетевыми ограничениями, что позволяет решить проблему недостатка инвестиций на развитие электросетевого комплекса.

Результаты исследования легли в основу создания и интеграции коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем «Березовое» и «Радуга Сибири» в энергетику Новосибирской области. Использование разработанного инструментария позволило снизить топливную составляющую в себестоимости электрической энергии до 0,80–0,83 руб./кВт·ч. Благодаря включению ЛИЭС в состав региональной энергосистемы снижается срок возврата инвестиций на 20 %.

Формирование интеллектуальной электроэнергетики является комплексной междисциплинарной задачей «на стыке» инженерии, экономики и финансов, информационных технологий и организации управления. В этой связи выполненная диссертация открывает горизонт для ряда других исследований. Особо перспективной в современных реалиях является оценка организационно-экономической эффективности коммунально-энергетических систем, объединяющих производство и поставки разных типов ресурсов: электрической и тепловой энергии, газа, воды, телекоммуникационных услуг и других сервисов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гительман, Л. Д. Менеджмент, опережающий время. Прорыв к цифровой индустрии / Л. Д. Гительман. – М.: СОЛОН-Пресс, 2020. – 300 с.
2. Гительман, Л. Д. Инструменты устойчивого развития региональной энергетики / Л. Д. Гительман, В. В. Добродей, М. В. Кожевников // Экономика региона. – 2020. – Т. 16, вып. 4. – С. 1208–1223.
3. Куклина, Е. А. Устойчивое развитие и новые вызовы энергетического рынка: поправка на «New Normal» / Е. А. Куклина // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2018. – Вып. 3. – С. 27–35.
4. Подпругин, М. О. Устойчивое развитие региона: понятие, основные подходы и факторы / М. О. Подпругин // Российское предпринимательство. – 2012. – № 24. – С. 214–221.
5. Хайруллов, Д. С. Проблемы устойчивости социально-экономического развития региона / Д. С. Хайруллов, Л. М. Еремеев // Вестник Казанского государственного аграрного университета. – 2012. – № 1. – С. 73–76.
6. Asif, Razzaq. Natural resources, energy efficiency transition and sustainable development: Evidence from BRICS economies / Razzaq Asif, Wang Zhongbao // Resources Policy. – 2022. – Vol. 79. – DOI: 10.1016/j.resourpol.2022.103118.
7. Перминов, Э. М. К вопросу о структуре и управлении энергетики будущего / Э. М. Перминов, М. Г. Тягунов // Энергетик. – 2020. – № 1. – С. 33–43.
8. Грачев, И. Д. Некоторые следствия закономерностей регионального потребления электроэнергии / И. Д. Грачев, С. А. Некрасов // Энергетическая политика. – 2013. – № 4. – С. 3-16.
9. Домников, А. Ю. Развитие региональной электроэнергетической инфраструктуры в контексте технологической модернизации / А. Ю. Домников, Л. В. Домникова ; Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург : ООО "Издательство УМЦ УПИ", 2022. – 334 с.

10. Холкин, Д. В. Цифровой переход в энергетике России: в поисках смысла / Д. В. Холкин, И. С. Чаусов // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 7–16.
11. Веселов, Ф. В. Интеллектуальная энергосистема России как новый этап развития электроэнергетики в условиях цифровой экономики / Ф. В. Веселов, В. В. Дорофеев // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 43–52.
12. Мастепанов, А. М. Энергетический переход как новый вызов мировой нефтегазовой отрасли / А. М. Мастепанов // Энергетическая политика. – 2019. – № 2. – С. 62–69.
13. The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity – Transition, Agora Energiewende and Sandbag [Электронный ресурс]. – URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/172_A-EW_EU-Annual-Report-2019_Web.pdf (дата обращения: 22.04.2023).
14. Fouqueta, R. Twin transitions of decarbonisation and digitalisation: A historical perspective on energy and information in European economies / R. Fouqueta, R. Hippeb // Energy Research & Social Science. – 2022. – Vol. 91, September 2022. – P. 102736.
15. Коданева, С. И. Основные направления и перспективы энергетического перехода в России / С. И. Коданева // Экономические и социальные проблемы России. – 2022. – № 1. – С. 79–94.
16. Гительман, Л. Д. Уроки реформы в электроэнергетике: иллюзии, просчеты, перспективы / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников // Вопросы экономики. – 2013. – № 12. – С. 109-122.
17. Локтионов, В. И. Институциональные особенности четвертого энергетического перехода / В. И. Локтионов, Ш. М. Еникеев // Мировая экономика и международные отношения. – 2024. – Т. 68, № 7. – С. 35-44.
18. Bhattacharyya, Subhes C. Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance. Berlín: Springer-Verlag, London Limited, 2011. 722 pp.

19. Кожевников, М. В. Теория и методология формирования наукоемкого сервиса в электроэнергетике: дис. ... д-ра экон. наук: 5.2.3 / Кожевников Михаил Викторович. – Екатеринбург, 2022. – 410 с.
20. Дьяков, А. Ф. Проблемы развития электроэнергетики и повышение надежности энергоснабжения / А. Ф. Дьяков, В. В. Молодюк // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 4. – С. 5-10.
21. Ковалев, Г. Ф. Условия инновационного развития электроэнергетики России / Г. Ф. Ковалев // Главный энергетик. – 2014. – № 3. – С. 28-33.
22. Studies on the potential role of different energy sources in the 21st century / L. S. Belyaev, S. P. Filippov, O. V. Marchenko, V. N. Tyrtysnyi // International Journal of Global Energy Issues. – 2002. – Vol. 17, No. 4. – P. 311-326.
23. Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers [Электронный ресурс] // International Renewable Energy Agency. – IRENA, 2018. – URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf (дата обращения: 10.04.2022).
24. Hutty, T. D. Suitability of energy storage with reversible solid oxide cells for microgrid applications / T. D. Hutty, S. Dong, S. Brown // Energy Conversion and Management. – 2020. – Vol. 226. – P. 113499.
25. Smart Electrification with Renewables: Driving the transformation of energy services [Электронный ресурс] // International Renewable Energy Agency. – IRENA, 2022. – URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Feb/IRENA_Smart-Electrification_Renewables_2022.pdf (дата обращения: 02.05.2022).
26. Воропай, Н. И. Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего / Н. И. Воропай, В. А. Стенников, Е. А. Барахтенко // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: сб. ст. всерос. конф. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 47–55.

27. Бушуев, В. В. Электроэнергетика будущего как фактор активного развития цивилизации / В. В. Бушуев // Окружающая среда и энергоснабжение. – 2019. – № 3. – С. 22–29.
28. Отчеты о функционировании ЕЭС России в 2020–2022 гг. [Электронный ресурс] // Системный оператор единой энергетической системы. – URL: <https://www.so-ups.ru> (дата обращения: 19.02.2023).
29. Текущее состояние дел в системе теплоснабжения [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/4759/60329> (дата обращения: 15.02.2023).
30. Некрасов, С. А. Вопросы формирования альтернативной концепции развития электроэнергетики. Ч. 1. От роста мощности энергосистемы к повышению структурной устойчивости электроэнергетики: монография [Электронный ресурс] / С. А. Некрасов. – М.: ЦЭМИ РАН, 2020. – 180 с. – URL: <http://www.cemi.rssi.ru/publication/books/Nekrasov-part1.pdf> (дата обращения: 07.06.2022).
31. НП «Совет рынка» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/cominfo/rus/index.htm> (дата обращения: 08.10.2022).
32. Эдельман, В. И. Проблемы и пути обеспечения надёжности электроснабжения потребителей в современных условиях / В. И. Эдельман // Энергетик. – 2022. – № 4. – С. 41–46.
33. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике / Ю. Н. Кучеров, А. Ф. Дьяков, В. Г. Китушин [и др.]. – Москва: ООО Издательский Дом «Энергия», 2013. – 304 с.
34. Манов, Н. А. Раскрытие комплексного свойства надёжности в энергетике / Н. А. Манов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2004. – № 4. – С. 50.
35. Воропай, Н. И. Направления и проблемы технологического развития электроэнергетических систем / Н. И. Воропай, В. А. Стенников // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2019. – № 11(124). – С. 5–8.

36. Цифровой переход в электроэнергетике России: экспертно-аналитический доклад / под общ. ред. В. Н. Княгина, Д. В. Холкина [Электронный ресурс]. – М., 2017. – URL: https://www.csr.ru/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf (дата обращения: 11.05.2020).

37. Интервью Юрия Маневича журналу «Энергетика и промышленность России» [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/16644> (дата обращения: 12.04.2022).

38. Итоговый отчет о результатах основных видов деятельности [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/18288/120934> (дата обращения: 16.09.2022).

39. Волкова, И. О. Подходы к выбору приоритетных направлений развития импортозамещающих производств оборудования для электросетевого комплекса [Электронный ресурс] / И. О. Волкова. – URL: http://www.fskees.ru/about/import_substitution/round_table/docs/material/Volkova.pdf (дата обращения: 14.06.2022).

40. Локтионов, В. И. Новый инвестиционный цикл: современные финансовые механизмы развития энергетики / В. И. Локтионов // Вестник Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова. – 2021. – Т. 18, № 5(119). – С. 64-77.

41. ТЭК России – 2017: статист. сб. – Вып. июнь 2018 [Электронный ресурс]. – URL: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/17267.pdf> (дата обращения: 07.10.2020).

42. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 10.10.2022).

43. Группа «Россети» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosseti.ru> (дата обращения: 12.02.2023).

44. Цифровизация как предчувствие. Новые бизнес-практики в электроэнергетике [Электронный ресурс]. – URL:

<https://drive.google.com/file/d/1r4KnQyGRe339y6i0QyWLpsMv9dFzJ4o6/view>
(дата обращения: 27.05.2023).

45. Цифровая трансформация – 2030 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/582/rajp59pvuvjsx5ztr38jjz2q98o8rkbd/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf (дата обращения: 15.05.2023).

46. Кожевников М. В., Двинянинов А.А. Малое энергетическое машиностроение России в условиях импортозамещения // ЭКО. 2020. № 5. С. 99-120.

47. Аюев, Б.И. Проблемы замещения импортного оборудования в электроэнергетике России / Б. И. Аюев, Г. Ф. Бинько, Е. П. Грабчак [и др.] // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 1(82). – С. 109-123.

48. Волков, Э. П. Научное обеспечение технологического суверенитета / Э. П. Волков // Вести в электроэнергетике. – 2023. – № 6(128). – С. 4-7.

49. Дьяков, А. Ф. Технологические факторы электроэнергетического производства, определяющие пути реформирования отрасли / А. Ф. Дьяков, В. В. Платонов // Энергетик. – 2015. – № 6. – С. 3-5.

50. Пучкова, Н. В. Импортозамещение как фактор обеспечения экономической безопасности электроэнергетической отрасли / Н. В. Пучкова, К. А. Мелюхина // Экономическая безопасность страны, регионов, организаций различных видов деятельности : Материалы Четвертого Всероссийского форума в Тюмени по экономической безопасности, Тюмень, 19–22 апреля 2023 года. – Тюмень: ТюмГУ-Press, 2023. – С. 179-184.

51. Волобуев, А. Минэнерго спрогнозировало срок замещения критических технологий в энергетике [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/11/09/949431-srok-zamescheniya-kriticheskikh-tehnologii-v-energetike> (дата обращения: 05.11.2023)

52. Тараборин, Р. С. Государственная политика России в сфере газоснабжения: характеристика и перспективы / Р. С. Тараборин // Экономика и социум. – 2020. – № 72. – С. 188–194.

53. Новая модель газификации субъектов Российской Федерации / Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiZ-dCXl671AhUrmIsKHY26BeAQF-noECA-MQAQ&url=https%3A%2F%2Fminenergo.gov.ru%2Fsystem%2Fdownload-pdf%2F19744%2F131089&usg=AOvVaw2PZfAVgJT4mdp-oBIidZ1V> (дата обращения: 21.01.2022)

54. Новак заявил, что уровень газификации России по итогам 2021 года составил 72% [Электронный ресурс] // ТАСС. – 2022. – 12 янв. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/13404071> (дата обращения: 21.01.2022).

55. Филиппов, С. П. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов / С. П. Филиппов, М. Д. Дильман, П. В. Илюшин // Теплоэнергетика. – 2019. – № 12. – С. 4-17.

56. Филиппов, С. П. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных / С. П. Филиппов, М. Д. Дильман // Промышленная энергетика. – 2014. – № 4. – С. 7-11.

57. Домников, А. Ю. Управление развитием региональных систем когенерации энергии / А. Ю. Домников, Л. В. Домникова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Российский фонд фундаментальных исследований. – Екатеринбург : ООО "Издательство УМЦ УПИ", 2020. – 375 с.

58. Lopes, J.A. Integration distribution generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities // J.A. Lopes, N. Hatziaargyriou J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. – 2009. – Vol. 77 (9). – pp. 1189-1203

59. Тарифная политика в Российской Федерации в отраслях коммунальной сферы: приоритеты, проблемы, перспектива [Электронный ресурс]. – URL:

<https://www.hse.ru/data/2020/06/01/1604268487/-Тарифная%-20политика.pdf>
(дата обращения: 08.05.2022).

60. Инновационная электроэнергетика – 21 / под ред. В. М. Батенина, В. В. Бушуева, Н.И. Воропая. – М.: ИЦ «Энергия», 2017. – 584 с.

61. Чаусов, И.С. Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России: экспертно-аналитический доклад [Электронный ресурс] / И.С. Чаусов, Б. Бокарев, В. Сибиров. – М.: Инфраструктурный центр Энерджинет, 2020. – 56 с. – URL: https://drive.google.com/file/d/1PwyNYskwbaES_5oE3utFDDOnbucosZ0q/view
(дата обращения: 22.10.2021).

62. Kulikov, A. L. High-Performance Sequential Analysis in Grid Automated Systems of Distributed-Generation Areas / A. L. Kulikov, P. V. Ilyushin, A. A. Loskutov // Russian Electrical Engineering. – 2021. – Vol. 92(2). – P. 90–96.

63. Дзюба, А. П. Перспективы внедрения активных энергетических комплексов в промышленность России / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева, А. В. Семиколенов // Journal of New Economy. – 2022. – Т. 23, № 2. – С. 80-101. – DOI 10.29141/2658-5081-2022-23-2-5.

64. Домников, А. Ю. Управление развитием региональных систем когенерации энергии / А. Ю. Домников, Л. В. Домникова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Российский фонд фундаментальных исследований. – Екатеринбург : ООО "Издательство УМЦ УПИ", 2020. – 375 с.

65. Дзюбенко, С. Собственная генерация и частные инвестиции становятся трендом в отрасли / С. Дзюбенко // Российская газета. – 2016. – № 290(7158).

66. Молодюк, В.В. Опыт эксплуатации отечественных и зарубежных газотурбинных и газопоршневых установок на объектах распределённой генерации ПАО «ЛУКОЙЛ» / В. В. Молодюк, П. В. Илюшин, Я. Ш. Исамухамедов, Д. А. Ивановский // Энергетик. – 2021. – № 10. – С. 46–49.

67. Новоселова, О. А. Распределенная энергетика в России: тенденции и перспективы / О. А. Новоселова // Региональная энергетика и энергосбережение. – 2018. – № 5. – С. 12–14.

68. Распределенная энергетика в России: потенциал развития / А. А. Хохлов, Ю. В. Мельников, Ф. В. Веселов, Д. В. Холкин, К. А. Дацко. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018. – 87 с.

69. Грачев, И. Д. Взаимоувязка интересов потребителей и производителей энергии как вектор развития отечественной энергетике / И. Д. Грачев, С. А. Некрасов // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2015. – Т. 11, № 38(323). – С. 2–9.

70. Колибаба, В.И. Кластерный подход к контроллингу в электроэнергетике / В.И. Колибаба, А.А. Морозова // Вестник ИвГУ. Серия «Экономика»: журнал.— Иваново: ФГБОУ ВО "Ивановский государственный университет".— 2021.— №47. – С.69 – 85

71. Трансформация электроэнергетики: тренды, модели, механизмы и практики управления: монография / И. О. Волкова, Е. Д. Бурда, Е. В. Гаврикова, К. В. Суслов, А. В. Косыгина, М. В. Горгишели. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2020. – 354 с.

72. Technology Roadmap: Smart Grids [Электронный ресурс] // IEA. – URL: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-smart-grids> (дата обращения: 02.06.2023).

73. Ремизова, Т. С. Развитие цифровых технологий как драйвер преобразований в электроэнергетической отрасли / Т. С. Ремизова, Д. Б. Кошелев // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2020. – Т. 16, № 9(390). – С. 1726–1748.

74. Rani, P., Parkash, V., Sharma, N.K. Technological aspects, utilization and impact on power system for distributed generation: A comprehensive survey // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 192, 114257

75. District Energy in Cities. Unlocking the potential of energy efficiency and renewable energy [Электронный ресурс] / UNEP. – URL:

https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/9317/-Dis-strict_energy_in_cities_unlocking_the_potential_of_energy_efficiency_and_renewable_ene.pdf?sequence=2&isAllowed=y (дата обращения: 19.10.2020).

76. Индикаторы инновационной деятельности: 2024 : статистический сборник / В. В. Власова, Л. М. Гохберг, Г. А. Грачева и др.; Нац. исслед. ун-т И60 «Высшая школа экономики». – М.: ИСИЭЗВШЭ, 2024. – 260 с.

77. Ремизова, Т. С. Проблемы и задачи развития цифровых технологий в электроэнергетической отрасли России / Т. С. Ремизова, Д. Б. Кошелев // Энергоэксперт. – 2018. – № 2(66). – С. 69–73.

78. Макаров А.Ю., Автоматизация сетей среднего напряжения - ключевое направление развития электросетевого комплекса / А. Ю. Макаров, В. В. Вяткин, А. А. Макаров, А. Н. Беляков // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 3(72). – С. 32–37.

79. Gkatzikis, L. The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets / L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, T. Salonidis // IEEE Journal on Selected Areas in Communications. – 2013. – Vol. 31. – No 7. – Pp. 1247–1257.

80. Локтионов, В. И. Особенности оценки инвестиций во внедрение информационных технологий в энергетические системы / В. И. Локтионов, Е. А. Локтионова // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2020. – Т. 16, № 7(388). – С. 1335-1351.

81. Волкова И.О., Огороков В.Р., Огороков Р.В., Кобец Б.Б. Концепция интеллектуальных энергосистем и возможности ее реализации в Российской электроэнергетике / материалы открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» [Электронный ресурс]. – URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/seminar/energo/z115.pdf> (дата обращения: 18.06.2023)

82. Макаров, А.Ю. Цифровизация электрических сетей. Практический опыт / А. Ю. Макаров. – М.: Экономика, 2019. – 128 с.

83. Farhange, H. Smart Microgrids - Lessons from Campus Microgrid Design and Implementation. - Taylor & Francis Group, LLC, 2017. – p. 3247

84. Кожевников М. В. Влияние интеллектуализации на региональную электроэнергетику / М. В. Кожевников, Л. С. Мышкина. // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. – 2024. – № 1 (66). – С. 103–109.

85. Инновации в электрических сетях [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5140737> (дата обращения: 02.10.2022).

86. Ассоциация «Цифровая Энергетика» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.digital-energy.ru/wp-content/uploads/2020/12/merebashvili-t.a.pdf> (дата обращения: 17.04.2023).

87. О пилотном проекте по созданию агрегаторов спроса и предложения на рынках электроэнергии [Электронный ресурс]. – URL: <http://m.government.ru/docs/36162/> (дата обращения: 06.06.2022).

88. Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]. – URL: <http://so-ups.ru> (дата обращения: 09.02.2022).

89. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности: экспертно-аналитический доклад / под ред. Ф. Опадчего, Д. Холкина [Электронный ресурс]. – URL: <https://onedrive.live.com/?authkey=%21AL1vFI6tP9alF9E&cid=7589EC31D3F642F1&id=7589EC31D3F642F1%218910&parId=7589EC31D3F642F1%217875&o=OneUp> (дата обращения: 08.02.2023).

90. Смертина, П. Агрегаторы нащупывают спрос [Электронный ресурс] / П. Смертина, Т. Дятел // Коммерсантъ. – 2021. – № 4. – С. 9. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4641652> (дата обращения: 07.10.2023).

91. Презентация ПАО «СО ЕЭС» Агрегатор управления спросом [Электронный ресурс]. – URL: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/present/2020/-present_-220-5-20_--kuleshov.pdf (дата обращения: 05.05.2023).

92. Информация о ценозависимом снижении потребления [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.atsenergo.ru/results/rsv/dr> (дата обращения: 11.03.2023).

93. Дзюба, А. П. Перспективы управления спросом на энергоресурсы в регионах России / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Экономика региона. – 2021. – № 2(17). – С. 502–519.
94. Гительман, Л. Д. Управление спросом на энергию в регионе / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников, М. В. Кожевников // Экономика региона. – 2013. – № 2(34). – С. 71–84.
95. Папков, Б. В. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, А. Л. Куликов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2018. – № 4(82). – С. 119–131.
96. Куликов, А. Л. Формирование обобщенных информационных признаков для повышения распознаваемости аварийных режимов релейной защитой и автоматикой / А. Л. Куликов, А. А. Лоскутов, П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2023. – № 1(50). – С. 18–28.
97. Домышев, А. В. Обзор современных подходов к построению систем мультиагентного управления микросетями / А. В. Домышев, Е. А. Барахтенко, П. В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 3(78). – С. 46–56.
98. Папков, Б. В. Управление электропотреблением в интеллектуальных системах электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2023. – 440 с.
99. Назарычев, А. Н. Техническая диагностика оборудования в системе управления рисками электросетевых компаний / А. Н. Назарычев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 2(77). – С. 134–141.
100. Левин, В. М. Предиктивная оценка рисков прерывания электроснабжения потребителей нефтедобычи с учетом изменения значимых факторов / В. М. Левин, Н. П. Гужов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2022. – Т. 24, № 5. – С. 84–96.

101. Хальясмаа, А.И. Принцип формирования оценки технического состояния электрооборудования на подстанциях / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин и др. // Электричество. – 2014. – № 10. – С. 22–27.
102. Высогорец, С. П. Разработка методических принципов совершенствования современной системы диагностирования трансформаторов / С. П. Высогорец, А. И. Таджибаев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 4(55). – С. 106–111.
103. Папков, Б. В. Краткий словарь современной электроэнергетики / Б. В. Папков, П. В. Илюшин, А. Л. Куликов; под общ. ред. Б. В. Папкова. – Ниж. Новгород: XXI век, 2021. – 413 с.
104. Чукреев, Ю. Я. Обоснование балансовой надежности ЕЭС России применительно к современным условиям развития электроэнергетики / Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2018. – № 4(36). – С. 144–151.
105. Илюшин, П. В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем / П. В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 4. – С. 70–80.
106. Бык, Ф. Л. Эффекты интеграции локальных интеллектуальных энергосистем / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2022. – Т. 24, № 1. – С. 3–15.
107. Бык, Ф. Л. Повышение устойчивости энергоснабжения регионов на основе локальных интеллектуальных энергосистем / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина, М. В. Кожевников // Экономика региона. – 2023. – Т. 19, вып. 1. – С. 163–177.
108. Волкова, Т.А. Системная автоматика для Minigrid, работающей в общей электрической сети / Т. А. Волкова, О. В. Гилев, В. В. Головкин и др. // Релейщик. – 2022. – № 3(44). – С. 42–46.
109. Carley, S. Distributed generation: an empirical analysis of primary motivators // Energy Policy. – 2009. - Vol. 37 (5). - pp. 1648–1659.

110. Abbey C., Cornforth D., Hatziaargyriou N. Powering through the storm // IEEE Power & Energy Magazine. 2014. Vol. 12, No. 3, P. 67-76.
111. Дзюба, А. П. Исследование мировых энергетических трендов, влияющих на развитие активных энергетических комплексов / А. П. Дзюба, А. В. Семиколенов // Вестник Удмуртского университета. Серия Экономика и право. – 2023. – Т. 33, № 1. – С. 37–49.
112. Дацко, К. А. Активные энергокомплексы / К. А. Дацко // Энергетическая политика. – 2020. – № 6(148). – С. 64–75.
113. Обзор трендов развития и опыта использования распределённых энергетических ресурсов по состоянию на 2022 г / В. В. Молодюк, Я. Ш. Исамухамедов, М. Г. Тягунов [и др.] // Энергетик. – 2023. – № 8. – С. 40–42.
114. Рогалев, Н. Д. Распределённые энергоресурсы: тренды и опыт использования / Н. Д. Рогалев, В. О. Самойленко // Вести в электроэнергетике. – 2022. – № 6(122). – С. 50–53.
115. Тягунов, М. Г. Модели и методы исследования факторов, влияющих на режим работы гибридного энергокомплекса гарантированного энергоснабжения / М. Г. Тягунов, Р. П. Шевердиев // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2021. – № 5. – С. 58–68.
116. Фишов, А. Г. Технические и экономические аспекты создания минигридов и их интеграции с централизованным энергоснабжением / А. Г. Фишов // Энергетик. – 2022. – № 4. – С. 27–34.
117. Илюшин, П. В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределённых источников энергии в электрические сети / П. В. Илюшин // Библиотечка электротехника. – 2020. – № 8(260). – С. 1–116.
118. Бык, Ф. Л. Прогноз и концепция перехода к распределённой энергетике в России / Ф. Л. Бык, П. В. Илюшин, Л. С. Мышкина // Проблемы прогнозирования. – 2022. – № 4(193). – С. 124–135.

119. Бык, Ф. Л. Экономическая эффективность современной электроэнергетики / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина // Энергетик. – 2022. – № 1. – С. 17–21.
120. Бык, Ф. Л. Особенности и перспективы развития распределенной энергетики в России / Ф. Л. Бык, П. В. Илюшин, Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2021. – Т. 64, № 6. – С. 78–87.
121. Куликов, А. Л. Проблемы и особенности распределенной электроэнергетики / А. Л. Куликов, Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Вестник НГИЭИ. – 2018. – № 11(90). – С. 123–136.
122. Бык, Ф. Л. Оценка влияния интеграции локальных интеллектуальных энергосистем на средства обеспечения балансовой надежности ЕЭС / Ф. Л. Бык, Ю. Я. Чукреев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 94-го заседания Международного научного семинара, Алушта, 19–23 сентября 2022 года / Отв. редактор В.А. Стенников. Том Выпуск 73. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. – С. 41–50.
123. Chowdhury, S. Microgrids and active distribution networks / S. Chowdhury, P. Crossley, S. Chowdhury. – The Institution of Engineering and Technology, 2009. – 320 p.
124. Samoylenko, V. O. Estimating distributed generation reliability level / V. O. Samoylenko, A. V. Pazderin, P. V. Ilyushin // Renewable Energy and Power Quality Journal. – 2020. – Vol. 18. – P. 70-75.
125. Кондратов М.В., Гарипов Р.И. Теоретические подходы к понятию «Институциональная среда» // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 11–9. – С. 1908–1911.
126. Табачникова, М.Б. Институциональная среда как фактор социально экономического развития региона // РЕГИОН: системы, экономика, управление. – 2017. - №3 (38). – С. 22–29.

127. Василенко, Н. В. Энергетика России: состояние и перспективы развития при переходе к низкоуглеродной экономике / Н. В. Василенко // Экономическое возрождение России. – 2022. – № 2(72). – С. 144–160.

128. Прогноз научно-технического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года, утвержденный 14.10.2016 г. Министром энергетики Российской Федерации А.В. Новак. [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456026524> (дата обращения: 17.10.2023).

129. Елистратов, В. В. Современное состояние и тренды развития ВИЭ в мире / В. В. Елистратов // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2017. – № 1–3(213–215). – С. 84–100.

130. Елистратов, В. В. Научно-техническое обоснование и проектирование энергокомплексов на основе ВИЭ для сложных природно-климатических условий / В. В. Елистратов // Электричество. – 2023. – № 10. – С. 4–21.

131. Зубакин, В. А. Анализ тенденций преобразований и развития российской электроэнергетики / В. А. Зубакин // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. – 2019. – Т. 12, № 6. – С. 104–115.

132. Волков, Э. П. Перспективы развития российской электроэнергетики / Э. П. Волков // Энергетик. – 2020. – № 2. – С. 3–8.

133. Quint R., Dangelmaier L., Green I. Transformation of the Grid: The Impact of Distributed Energy Resources on Bulk Power Systems // IEEE Power Energy Mag. 2019. 17. P. 35–45.

134. Огороков, В. Р. Концепция электротеплоснабжения в городах страны как механизм повышения их энергетической и экологической безопасности / В. Р. Огороков, Р. В. Огороков // Энергетик. – 2018. – № 1. – С. 11–14.

135. Афанасьев, В. Я. Развитие конкуренции на электроэнергетическом рынке в условиях цифровизации / В. Я. Афанасьев, В. В. Кузьмин, Д. В. Кузьмин // Вестник МИРБИС. – 2019. – № 1(17). – С. 110–118.

136. Домников, А. Ю. Разработка методологии и инструментария оценки конкурентного развития систем когенерации энергии : Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина / А. Ю. Домников, Л. В. Домникова. – Екатеринбург : ООО «Издательство УМЦ УПИ», 2021. – 348 с.
137. Беляев, Л. С. Российские рынки электроэнергии: требования регулирования / Л. С. Беляев // ЭКО. – 2014. – № 4(478). – С. 112–125.
138. Некрасов, С. А. Рост электропотребления российских регионов как фактор их социально-экономического развития / С. А. Некрасов // Экономика региона. – 2022. – Т. 18, № 2. – С. 509–527.
139. Мышкина, Л. С. Коммунальные гибридные локальные интеллектуальные энергосистемы и их роль в повышении энергоэффективности производства энергии / Л. С. Мышкина. - Текст : непосредственный // Приоритеты научно-технологического развития энергетики России. Школа молодых ученых–2021 : сб. докл., Москва, 10–11 нояб. 2021 г. – Москва : ИНЭИ РАН, 2021. – С. 39-48.
140. Комплексные инженерные решения [Электронный ресурс]. – URL: https://www.hited.ru/completed_projects/mini_tets_dlya_rasprede-litelno-go_tsentra_seti_gipermarketov_magnit_krasnodar/ (дата обращения: 07.10.2023).
141. Реализованные проекты АО «НАТЭК Инвест-Энерго» [Электронный ресурс]. – URL: <https://greentechenergy.ru/proekty/ao-natek-invest-energo/> (дата обращения: 12.04.2023).
142. Бык, Ф. Л. Современные проблемы электроэнергетики и электротехники. Электроэнергетическая система и система электроснабжения : учеб. пособие / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2023. – 135 с
143. Собственная генерация [Электронный ресурс]. – URL: <https://energy-polis.ru/news/2676-sobstvennaya-generaciya-na-predpriyatii.html> (дата обращения: 18.09.2022).

144. Мазурова, О. В. Долгосрочные тенденции энергопотребления в основных секторах экономики / О. В. Мазурова, Е. В. Гальперова // Энергия: экономика, техника, экология. – 2018. – № 11. – С. 22–28.

145. Кожуховский, И. С. Роль и перспективы деятельности ТП «Малая распределенная энергетика» в развитии распределенной энергетики [Электронный ресурс] / И. С. Кожуховский, О. А. Новоселова // Материалы круглого стола ТП «Малая распределенная энергетика». – URL: <http://www.reenfor.org/upload/files/f91e3e2f4c1a8d41af6dd5bc6f632429.pdf> (дата обращения: 04.09.2021).

146. Реализованные проекты ООО «ГринТехЭнерджи» [Электронный ресурс]. – URL: <https://greentechenergy.ru/proekty/> (дата обращения: 10.03.2022).

147. Реализованные проекты ООО «Восточная техника» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.vost-tech.ru/silovye_ustanovki/vypolnennyye_proekty/ (дата обращения: 10.03.2022).

148. Кощеев, Л.А. Режимная управляемость систем энергетики / Л. А. Кощеев, Ю. Н. Руденко, Е. Р. Ставровский [и др.]. – Новосибирск: Новосибирское отделение издательства «Наука», 1988. – 234 с.

149. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/ (дата обращения: 03.10.2021).

150. Постановление Правительства РФ от 08.02.2021 № 132 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс] // СПС

«КонсультантПлюс».

–

URL:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_376451/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/ (дата обращения: 14.10.2021).

151. Бык, Ф. Л. Агрегатор – элемент цифровой трансформации региональной сети / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 70: Методические и практические проблемы надежности систем энергетики: в 2 кн. – Кн. 1. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019. – С. 144–152.

152. Кузьмин, В. В. О свойствах современного электроэнергетического рынка / В. В. Кузьмин, В. Я. Афанасьев, О. В. Кузьмина // Энергетик. – 2022. – № 7. – С. 3–9.

153. Васильева, М. В. Разработка модели для расчета стоимости услуги по обеспечению адресной надежности электроснабжения / М. В. Васильева, В. Г. Китушин // Бизнес. Образование. Право. – 2014. – № 3(28). – С. 101–104.

154. Васильева, М. В. Механизм обеспечения адресной надёжности электроснабжения конечных потребителей энергии / М. В. Васильева, В. Г. Китушин // Энергетик. – 2015. – № 6. – С. 15–17.

155. Приказ ФСТ России от 16.09.2014 № 1442-э (ред. от 12.11.2018) «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_170355/ (дата обращения: 23.01.2023).

156. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 21 ноября 2017 г. № 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». – URL:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_283964/ (дата обращения: 21.10.2021).

157. Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики 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» от 26.03.2003 № 36-ФЗ [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41476/ (дата обращения: 15.04.2021).

158. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 27.12.2018) «Об электроэнергетике» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 10.02.2021).

159. Балан, А. П. Актуальные вопросы возникновения трансакционных издержек в энергетике / А. П. Балан // Проблемы науки. – 2019. – № 5(41). – С. 78–79. – EDN FMUZOG.

160. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О теплоснабжении» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975/ (дата обращения: 17.02.2021).

161. Молодюк, В. В. Энергоснабжающая самобалансирующая организация. Ключевые аспекты концепции / В. В. Молодюк, Я. Ш. Исамухамедов, В. А. Баринов // Энергетик. – 2018. – № 5. – С. 33–42.

162. Савосин, Г. Ф. Принципы и стратегии инновационно-инвестиционного развития производственного предприятия / Г. Ф. Савосин, Э. М. Косматов // Известия высших учебных заведений. Серия: Экономика, финансы и управление производством. – 2011. – № 2(8). – С. 134–139.

163. Презентация Министерства Энергетики РФ Перспективная модель конкурентных розничных рынков электрической энергии [Электронный ресурс].

– URL: <https://www.bigpowernews.ru/markets/document109240.phtml> (дата обращения: 10.08.2023).

164. Мышкина, Л. С. Малая генерация – средство повышения живучести энергосистемы / Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19, № 1/2. – С. 23–30.

165. Зубакин, В. Система учета выбросов на объектах ТЭК / В. Зубакин, С. Васильев, А. Кременецкий // Энергетическая политика. – № 11(177).

166. Хабачев, Л. Д. Методы оценки системных эффектов от ввода объектов малой распределенной энергетики в региональные энергосистемы / Л. Д. Хабачев, У. И. Плоткина // Промышленная энергетика. – 2016. – № 2. – С. 13–18.

167. Плоткина, У. И. Оценка эффекта от ввода объектов малой распределенной энергетики на снижение затрат в развитие региональных распределительных сетей / У. И. Плоткина, Л. Д. Хабачев // Экономика и предпринимательство. – 2017. – № 5–1(82). – С. 367–371.

168. Бык, Ф.Л. Фактор надежности при проектировании распределительной сети / Ф. Л. Бык, Ю. В. Какоша, Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22, № 6. – С. 43–54.

169. Обоскалов, В. П. Аналитические методы расчета вероятности и математического ожидания дефицита мощности в задаче определения оптимального резерва мощности в концентрированной энергосистеме / В. П. Обоскалов // Надежность. – 2023. – Т. 23, № 1. – С. 56–64.

170. Обоскалов, В. П. Итерационные процедуры в расчетах показателей структурной надежности ЭЭС / В. П. Обоскалов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – № 3. – С. 39–48.

171. Billinton, R. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Springer Science+Business Media, New York, 1994.

172. Мышкина, Л.С. Моделирование и анализ надежности при развитии региональных электрических сетей на основе новых технологий: дис.... канд. техн. наук: 05.14.02 / Мышкина Людмила Сергеевна. - Новосибирск, 2018. - 172 с.

173. Мышкина Л. С. Моделирование надежности энергосистем : учеб.-метод. пособие / Л. С. Мышкина ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2023. – 69 с

174. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_96896/ (дата обращения: 28.04.2021).

175. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Министерства энергетики РФ от 29.11.2016 № 1256 [Электронный ресурс]. – URL: https://base.garant.ru/71578114/#block_1000 (дата обращения: 28.04.2021).

176. Фишов, А.Г. Синхронизация Microgrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения / А. Г. Фишов, А. Х. Гуломзода, Е. С. Ивкин, Р. Ю. Семендяев // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 2. – С. 18–28.

177. Фишов, А. Г. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А. Г. Фишов, Н. А. Карджаубаев // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 6(137). – С. 183–195.

178. Farhan, M. Deep Reinforcement Learning for Control of Microgrids: A Review / M. Waheed Ul Hassan, E. Dr. M. Farhan, Z. Ahmed [et al.] // Lahore Garrison University Research Journal of Computer Science and Information Technology. – 2022. – Vol. 6, No. 04. – P. 45-61.

179. Byk, F. The efficiency of distributed and centralized power system integration / F. L. Byk, Y. A. Frolova, L. S. Myshkina // E3S Web of Conferences. –

2019. – Vol. 114. Energy Systems Research 2019: intern. conf. of young scientists. - Art. 05007 (6 p.)

180. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике России. Международный бенчмаркинг: аналитическое исследование. KPMG [Электронный ресурс]. – URL: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ru/pdf/2020/07/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf> (дата обращения: 10.04.2022).

181. Трачук, А.В. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике – проблемы и пути решения / А. В. Трачук, Н. В. Линдер, В. А. Зубакин, И. Ю. Золотова, Ю. В. Володин. – СПб.: Реальная экономика, 2017. – 121 с.

182. Трачук, А. В. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: подходы к моделированию снижения его объемов / А. В. Трачук, Н. В. Линдер // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2017. – № 1–2. – С. 24–35.

183. Долматов, И. А. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике. Каков предел роста? / И. А. Долматов, И. Ю. Золотова // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2018. – № 2. – С. 16–20.

184. Анализ влияния цен и инвестиций в электроэнергетике на развитие экономики России и регионов [Электронный ресурс] // Институт экономики и регулирования инфраструктурных отраслей. – URL: <https://ur.hse.ru/data/2022/04/26/1784969629/Влияние%20ИП%20и%20цен%20на%20экономику.pdf> (дата обращения: 03.06.2022).

185. Оценка влияния тарифного регулирования на устойчивое функционирование и развитие энергокомпаний РФ / В.И. Колибаба, А.С. Тарасова // Вестник Казанского государственного энергетического университета: журнал.— Казань: Казанский государственный энергетический университет.— 2023. – С.152 – 172

186. Тарифы размашисто перекрестились [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5888885> (дата обращения: 08.10.2022).

187. Трачук, А. В. Технологии распределенной генерации: эмпирические оценки факторов применения / А. В. Трачук, Н. В. Линдер // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2018. – Т. 106, № 1. – С. 32–48.

188. Стародубцева, А. Е. Перекрестное субсидирование как мера социальной поддержки населения: международный опыт государственного управления на рынке электроэнергии и мощности [Электронный ресурс] / А. Е. Стародубцева // Вопросы государственного и муниципального управления. – 2020. – № 2. – URL: <https://vgmu.hse.ru/data/2020/06/11/1606278106/Стародубцева%202-2020.pdf> (дата обращения: 15.04.2022).

189. Трачук, А. В. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: проблемы и пути решения / А. В. Трачук и др. – СПб.: Реальная экономика, 2017. – 352 с.

190. Bhattacharyya, R. Cross subsidy removal in electricity pricing in India / R. Bhattacharyya, A. Ganguly // Energy Policy. – 2017. – Vol. 100. – P. 181–190.

191. Hiroto, S. Analysis of optimal locations for power stations and their impact on industrial symbiosis planning under transition toward low-carbon power sector in Japan / S. Hiroto, A. Shuichi // Journal of Cleaner Production. – 2016. – Vol. 114. – P. 81–94.

192. Золотова, И. Ю. Ликвидация перекрестного субсидирования в России: методологический аспект и перспективы решения [Электронный ресурс] / И. Ю. Золотова. – URL: <https://ecfor.ru/publication/tarifnoe-regulirovanie-elektroenergetiki/> (дата обращения: 02.04.2022).

193. Проценко, И. О. Оценка роли перекрестного субсидирования в формировании государственной тарифной политики в электросетевом комплексе [Электронный ресурс] / И. О. Проценко, О. В. Темная, Д. В. Агафонов // Вестник Института экономики Российской академии наук. – 2022. – № 4. – С. 104–127. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-roliperekrestnogo-subsidirovaniya-v-formirovanii-gosudarstvennoy-tarifnoy-politiki-v-elektrosetevom-komplekse/viewer> (дата обращения: 16.04.2023).

194. Афанасьев, В. Я. Последствия ликвидации отдельных видов перекрёстного субсидирования в электроэнергетике / В. Я. Афанасьев, Н. Г. Любимова // Энергетик. – 2023. – № 7. – С. 4–8.

195. Законопроект № 1258295–7 «О федеральном бюджете на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов» [Электронный ресурс]. – URL: <https://sozd.duma.gov.ru/bill/1258295-7> (дата обращения: 15.10.2022).

196. В ближайшие два года тарифы на электричество для населения будут расти на 5% в год [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5009345> (дата обращения: 18.10.2021).

197. Grainger, C. Distributional impacts of energy-heat cross-subsidization / C. Grainger, A. Schreibe, F. Zhang // Energy Policy. – 2022. – Vol. 125. – P. 65–81.

198. Гергерт, Н. И. Проблемы неплатежей населения за электроэнергию / Н. И. Гергерт, Н. Г. Любимова // Вестник университета. – 2019. – № 6. – С. 94–99.

199. Сравнительный анализ управления реактивной мощностью на электроэнергетических рынках зарубежных стран и России / В.И. Колибаба, В.Э. Воротницкий, К.В. Жабин // Электрические станции: журнал.— Сколково: Энергопрогресс.— 2020.— №5. – С.8 – 19

200. Паздерин, А.В. Суточное планирование режима работы источников электрической энергии в составе микро- и минирид / А. В. Паздерин, В. О. Самойленко, Н. Д. Мухлынин, П. А. Крючков // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13, № 4(52). – С. 64–75.

201. Russell S. J., Norvig P. Artificial Intelligence: A Modern Approach (2nd ed.), Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall, ISBN 0-13-790395-2.

202. Molina, M. What is an intelligent system? [Электронный ресурс]. – URL: https://www.researchgate.net/publication/344334868_What_is_an_intelligent_system (дата обращения: 26.01.2023)

203. Smart Grid Information Update [Электронный ресурс]. – URL: <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid> (дата обращения: 17.08.2022)
204. Franz, O., et al., «Potential of information and communication technologies to optimize energy supply and energy consumption», 2006 http://www.smartgrid.gov/the_smart_grid#smart_grid
205. Adam, R. and W. Wintersteller, «From Distribution to Contribution» Commercialising the Smart Grid, Booz & Company, Munich, 2008.
206. Вариводов В.Н., Коваленко Ю.А. Интеллектуальные электроэнергетические системы // Электричество. – 2011. - № 9. – С. 4–9.
207. WADE [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.localpower.org> (дата обращения: 17.08.2022)
208. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. / IEA. - Paris: IEA publications – 2002. – 124 p. [Электронный ресурс]. – URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/25c4e63c-9823-4b67-9ca4-4f2b078d38a5/DistributedGenerationinLiberalisedElectricityMarkets.pdf> (дата обращения: 15.03.2021)
209. М. Губанов, В. Киушкина, А. Широков О создании фонда развития локальных энергосистем// Энергетическая политика. – 2023. - № 9 (188). – С. 71–83
210. Myles, Paul, Joe Miller, Steven Knudsen, and Tom Grabowski. 430.01.03 Electric Power System Asset Optimization. Morgantown, WV: National Energy Technology Laboratory, 2011.
211. Introduction to microgrids [Электронный ресурс]. – URL: https://web.archive.org/web/20180219221925/http://www.securicon.com/sites/default/files/Introduction%20to%20Microgrids%20-%20Securicon%20-%202013_1.pdf (дата обращения: 17.08.2022)
212. Схема и программа развития электроэнергетики Новосибирской области на 2023–2027 года [Электронный ресурс]. – URL: https://mjkh.nso.ru/sites/mjkh.nso.ru/wodby_files/files/page_265/sipr_nso_2022.pdf (дата обращения 14.04.2024)

213. Обосновывающие материалы к Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы. Энергосистема Новосибирской области [Электронный ресурс]. – URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/2023/33_Novosibirskaja_oblast.pdf (дата обращения: 10.05.2024)

214. Официальный сайт АО «РЭС» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.eseti.ru> (дата обращения: 10.05.2024)

215. Официальный сайт АО «Новосибирскэнергосбыт» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nskes.ru> (дата обращения: 10.05.2024)

216. Данные территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Новосибирской области [Электронный ресурс]. – URL: <https://54.rosstat.gov.ru> (дата обращения: 08.04.2024).

Приложение А

Систематизация понятийного аппарата в области интеллектуальной энергетики

Автор (источник)	Термин	Определение	Особенности определения
Рассел, С., Норвиг, П. [201]	Интеллектуальная система	Система, обладающая двумя свойствами — автономности и адаптивности.	Выявляются свойства систем, но не указывается элементная основа создания искусственных систем.
Молина, М. [202]	Интеллектуальная система	Искусственная система, которая действует как агент (система воспринимает свою среду, действует в ней и взаимодействует с другими агентами), а также функционирует рационально (чтобы максимизировать успешности своих задач) и проявляет рациональное мышление (обосновывает убеждения посредством рассуждений).	Общие особенности систем не позволяют сформировать концептуальное понимание интеллектуальной системы в области энергетики.
IEEE [203]	Интеллектуальная энергосистема (Smart Grid)	Система нового поколения, для которой характерно более широкое использование коммуникационных и информационных технологий при производстве, доставке и потреблении электрической энергии.	Раскрывается основа систем и наполняемость информационными технологиями и взаимодействием энергетических и киберфизических процессов. Не отражается функциональное изменение и назначение применения технологий.

Продолжение приложения А

Franz, and et al. [204]	Интеллектуальная энергосистема (Smart Grid)	Конвергенция электроэнергетической системы с информационными и коммуникационными технологиями	
Adam & Wintersteller [205]	Интеллектуальная энергосистема (Smart Grid)	Энергосистема, в которой будут использоваться цифровые технологии для оптимизации использования энергии, более эффективного использования прерывистых «зеленых» источников энергии и привлечения клиентов посредством интеллектуальных измерений.	Основой системы в данном рассмотрении является цифровизация и внедрение систем интеллектуальных измерений, прежде всего для оптимизации процессов внедрения и эксплуатации возобновляемых источников энергии, а также вовлечения потребителей.
Ф.В. Веселов, В.В. Дорофеев [11]	Интеллектуальная энергосистема	Новое поколение систем энергообеспечения потребителей, представляющее собой синтез электроэнергетической и информационной систем и обладающее новыми функциональными возможностями («степенями свободы») для организации технических и экономических взаимодействий	Изменение свойств в системе рассматривается в виде крупных функционально связанных процессов, происходящих в четырех структурных сегментах энергосистемы – контурах экономических, технологических, управленческих, информационных взаимодействий.

Продолжение приложения А

И.О. Волкова, В.Р. Огороков, Р.В. Огороков, Б.Б. Кобец [81]	Интеллектуальная энергосистема	Система, имеющая единую сетевую инфраструктуру, технологически (посредством линий электропередачи) и информационно связывающая все генерирующие источники энергии и все множество потребителей в пределах всей страны или отдельного региона.	Определение не в полной мере отражает принципиальные отличия традиционной системы и системы нового поколения. Учитывается только электроэнергетическая система.
В.Н. Вариводов, Ю.А. Коваленко [206]	Интеллектуальная энергосистема	Единый технологический комплекс, состоящий из электростанций, электрических сетей (магистральных и распределительных), устройств локального электроснабжения потребителей, специальных силовых системных устройств, а также современных систем управления, работающих в режиме реального времени и взаимосвязанных.	Основным отличием интеллектуальной системы от традиционной указывается применение современных устройств и систем управления, функционирующих в реальном времени.

Продолжение приложения А

Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.Л. Куликов [103]	Интеллектуальная энергосистема	Совокупность электро- и энергоустановок производителей и потребителей электрической энергии разных видов и объемов производства, объединенных активно-адаптивной сетью с интеллектуальной высокоавтоматизированной системой управления, обеспечивающей единство электрических (энергетических) режимов работы электро- и энергоустановок с заданной надежностью и требуемым качеством энергетических ресурсов.	Определение включает не только электроэнергетическую систему, но и взаимосвязь с теплоэнергосистемой. Основной интеллектуализации указывается активно-адаптивная сети и высокоавтоматизированная система управления.
	Интеллектуальная энергосистема	Самовосстанавливающаяся энергосистема, производящая, преобразующая и передающая электрическую энергию, тепло и газ с мест производства, включая возобновляемые источники энергии, и до точек потребления.	В дополнение к предыдущему определению авторов уточнено свойство системы – самовосстановление.

Продолжение приложения А

ТП Малая энергетика [147]	Распределенная энергетика	Совокупность распределенных генерирующих объектов, потребителей энергии, систем накопления энергии, объединенных интеллектуальной активно-адаптивной распределительной сетью в единые энергетические комплексы.	Ключевым отличием распределенной энергетики указывается наличие активно-адаптивной распределительной сети, но не указываются свойства и признаки отнесения объектов и систем к распределенной энергетике.
Всемирный Союз Распределенной энергетики [207]	Распределенная (децентрализованная) энергетика	Производство электроэнергии в точке потребления или вблизи нее, независимо от размера, технологии или используемого топлива – как автономно, так и внутри сети.	Ключевая особенность заключается в формировании энергосистемы на основе источников, производящих энергию непосредственно в месте потребления.
Международное энергетическое агентство [207]	Распределенная энергетика	Концепция, включающая производство электрической энергии на распределенной генерации, а также использование технологии накопления энергии, таких как супермаховик, регенеративные топливные элементы большой мощности или хранение сжатого воздуха.	

Продолжение приложения А

Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.Л. Куликов [103]	Распределенная генерация	Электроэнергетическая система, состоящая из одного или нескольких объектов распределенной генерации, подключаемых к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения потребителей электроэнергии на напряжении до 110 кВ, включительно, максимально приближенная к узлам электропотребления.	На распределенную генерацию согласно данную определению накладывается ограничение на уровень присоединяемого напряжения, однако не накладываются ограничения на установленную мощность, либо принадлежность к работе на оптовом или розничном рынке электрической энергии и мощности. В указанном терминологическом справочнике вводятся отдельные термины «объект распределенной генерации», «объект распределенной генерации большой/малой/сверхмалой/средней» для уточнения мощностной характеристики объекта.
М.С. Хименс	Распределенная генерация	Объект, вырабатывающей электрическую и (или) тепловую энергию, подключенный к распределительной сети, либо находящийся непосредственно у потребителя (относительно счетчика потребляемой энергии).	Ключевыми признаками являются уровень электрических сетей, к которым присоединен объект генерации и расположение относительно потребителя.

Продолжение приложения А

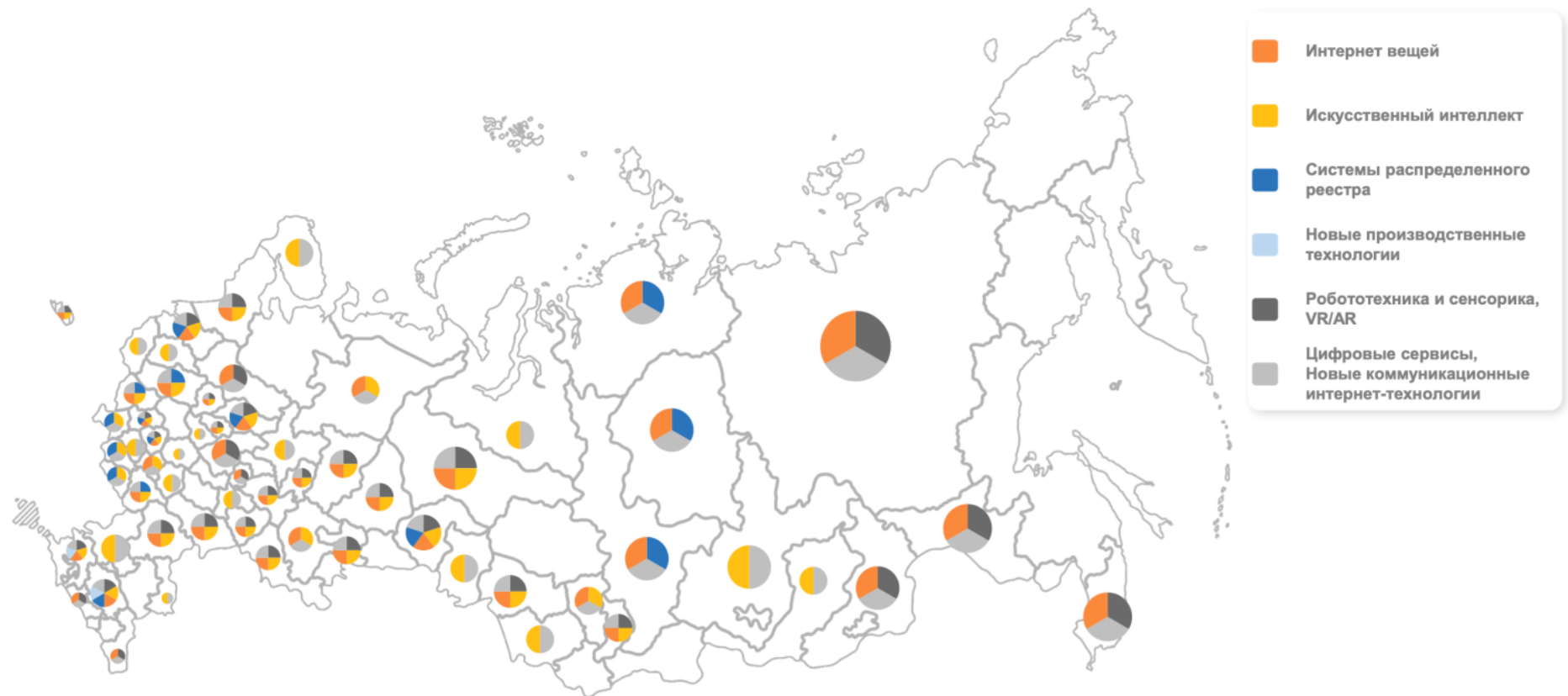
Международное энергетическое агентство [208]	Распределенная генерация	Генерирующий объект, производящий электроэнергию на площадке потребителя либо выдающий электроэнергию непосредственно в распределительную сеть. К технологиям относят двигатели, небольшие турбины, топливные элементы и фотоэлектрические системы.	
Сколково [68]	Распределенная генерация	Совокупность электростанций, расположенных близко к месту потребления энергии и подключенных либо непосредственно к потребителю, либо к распределительной электрической сети (в случае, когда потребителей несколько). Тип используемого станцией источника первичной энергии (например, органическое топливо или возобновляемая энергия), как и принадлежность станции к потребителю, генерирующей или сетевой компании, или третьему лицу не имеют значения.	Определение термина во многом совпадает с определением, данным Международным энергетическими агентством.

Продолжение приложения А

Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.Л. Куликов [103]	Локальная интеллектуальная энергосистема	Сбалансированный по электрической и тепловой генерации и нагрузке минигрид, способный функционировать как в режиме параллельной работы с ЕЭС России, так и в изолированном, островном и автономном режимах с заданным уровнем балансовой и режимной надежности, обеспечивая поддержание заданных показателей надежности энергоснабжения потребителей и качество электрической энергии.	Отличием от других локальных энергосистем является сбалансированность и соответствие критериям интеллектуальной энергосистемы, обеспечивающей тепло- и электроснабжения потребителей.
Сколково [68]	Локальная энергосистема	объединенная энергосистема, состоящая из распределенных энергоресурсов и нескольких электрических нагрузок (потребителей), работающая как единый управляемый объект параллельно и вместе с существующей электрической сетью или в островном режиме.	Указывается локальных характер производства и потребления энергии

М. Губанов, В. Киушкина, А. Широков [209]	Локальная энергосистема	совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой, обладающих общим режимом работы и управления в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии	В определении подчеркивается взаимосвязь электрической и тепловой энергии, являющихся производными от первичных источников энергии, которые в общем виде могут быть органическими (углеводороды) или возобновляемыми, включая атомную энергию.
Майлз [210]	Микрогрид	Локальная энергетическая сеть, сформированная на основе распределенных энергетических ресурсов с локальными нагрузками, работающая параллельно с сетью или в изолированном режиме, обеспечивающая обеспечить индивидуальный уровень высокой надежности и устойчивости.	Основой локальных энергосистем в данном определении служат распределенные энергоресурсы, главным образом возобновляемые.
С. Боссарт [211]	Микрогрид	Группа взаимосвязанных нагрузок и распределенных энергетических ресурсов в пределах четко определенных электрических границ, которая действует как единый управляемый объект по отношению к сети.	Уточняется наличие единой системы управления, увязывающей процессы потребления и производства на возобновляемых источниках энергии,

География внедрения цифровых решений и технологий в электроэнергетике России [86]



Приложение В

Анализ региональной энергосистемы Новосибирской области
(систематизировано автором [212–216])

Новосибирская область является деловым, торгово-финансовым, научно-промышленным и культурным центром Сибири. Благоприятный инвестиционный климат в регионе способствует экономическому росту, развитию промышленности и сельского хозяйства. Так, за последние 10 лет суммарный прирост потребления электроэнергии составил 12,9%, максимум потребления мощности – 14,9%.

В ближайшие годы в области планируется развитие ряда предприятий (к примеру, расширение завода «Искитимцемент»), а также формирование новых потребителей в результате реализации проекта Академгородок 2.0, строительства уникального Центра коллективного пользования «Сибирский кольцевой источник фотонов» («СКИФ») и других.

Специфика Новосибирской энергосистемы. Новосибирская энергосистема (ЭС), обслуживающая потребителей Новосибирской области, по уровню электропотребления занимает пятое место из одиннадцати по ОЭС Сибири в целом и второе место после Кузбасской энергосистемы из пяти по западной части ОЭС Сибири.

- Энергосистема дефицитна. Дефицит покрывается от центральных избыточных энергосистем ОЭС Сибири. В Новосибирской ЭС две приемные подстанции 500 кВ: ПС 500 кВ Заря и ПС 500 кВ Барабинская.

- Системообразующая сеть 220–500 кВ работает в реверсивном режиме с глубокими колебаниями перетока по сезонам года и часам суток, что связано с режимными перетоками между ОЭС Сибири и европейской частью ЕЭС России.

- Распределительная сеть 35–110 кВ области сформирована радиальными и кольцевыми связями. Формирование распределительной сети

области определялось освоением территорий, необходимостью обеспечить электроснабжение коммунально-бытовых потребителей (как правило, радиально-кольцевые одноцепные связи), железнодорожных магистралей: Кузбасского и Барабинского направлений Транссибирской железной дороги, Барнаульского направления.

Структура генерирующих мощностей. Установленная мощность крупных электростанций энергосистемы Новосибирской области на 01.01.2023 составила 3027,6 МВт, в том числе: гидроэлектростанций – 490,0 МВт, тепловых электростанций – 526,5 МВт, таблица В1. В представленной ниже таблице не учтены генерирующие установки потребителей.

Таблица В1 – Структура генерирующих мощностей Новосибирской области

Электростанция	Генерирующая компания	Используемое топливо (основное)	Установленная мощность, МВт
Новосибирская ГЭС	ПАО «Русгидро»	-	490,0
Новосибирская ТЭЦ-2	ООО «СГК»	Уголь	345,0
Новосибирская ТЭЦ-3	ООО «СГК»	Уголь	496,5
Новосибирская ТЭЦ-4	ООО «СГК»	Уголь	384,0
Новосибирская ТЭЦ-5	ООО «СГК»	Уголь	1200
Барабинская ТЭЦ	ООО «СГК»	Уголь	101

Динамики потребления электрической энергии и мощности. Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Новосибирской области приведена в таблице В2 и на рисунках В1, В2.

Таблица В2 - Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Новосибирской области

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электроэнергии, млн кВтч	16536	17381	15963	17095	17326
Годовой темп прироста, %	3,47	-0,94	-2,55	7,09	1,35
Максимум потребления мощности, МВт	2851	2902	2887	2974	3013
Годовой темп прироста, %	2,85	1,79	-0,52	3,01	1,31

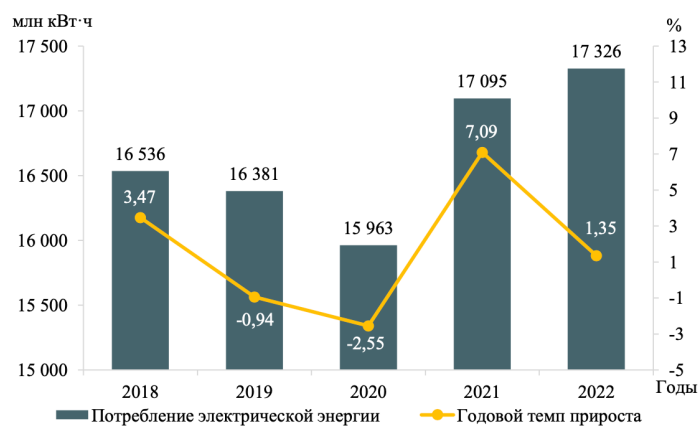


Рисунок В1 - Потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

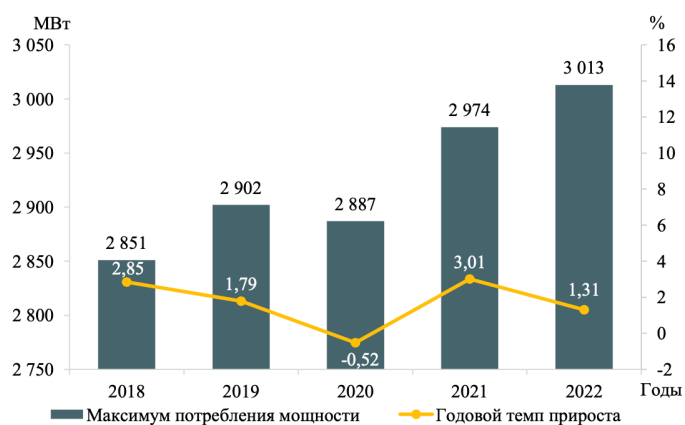


Рисунок В2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

На рисунке В3 представлен прогноз роста потребления электрической мощности.

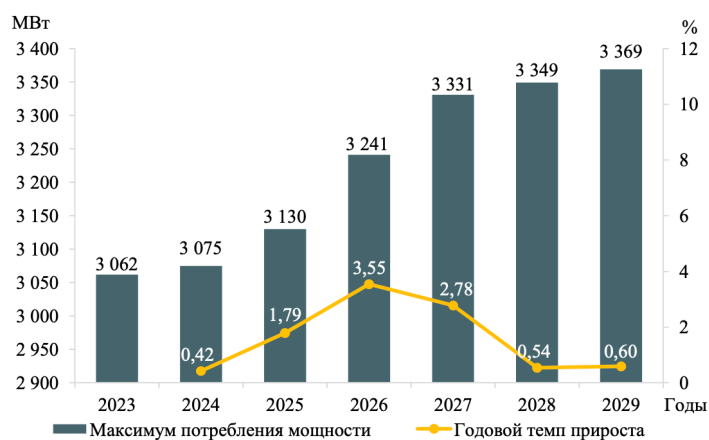


Рисунок В3 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

Загрузка основных центров питания. Основной электросетевой компанией, обеспечивающей передачу электрической энергии в Новосибирской области является АО «РЭС». На рисунке В4 представлена карта-схема загрузки центров питания Новосибирской области по состоянию на 31.12.2023.

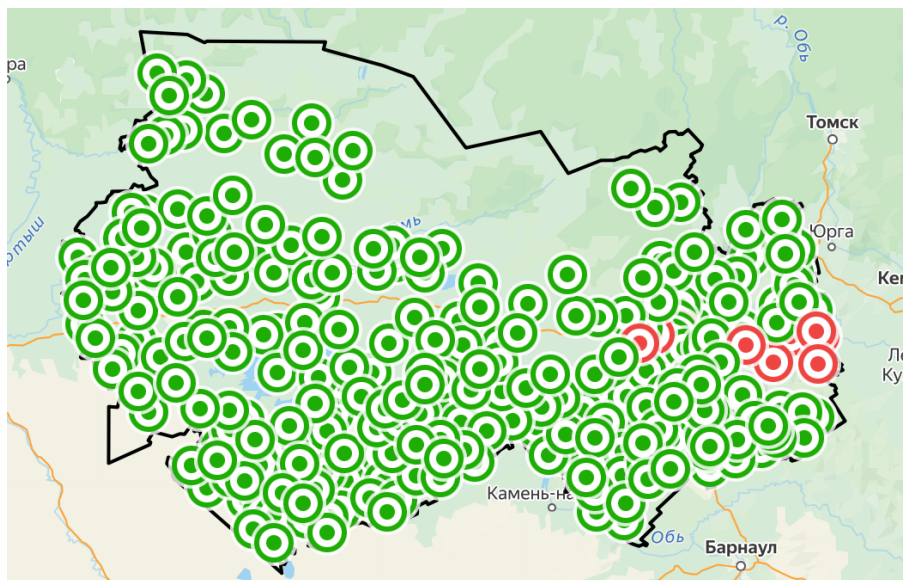


Рисунок В4 – Загрузка центров питания АО «РЭС»

Суммарный объем свободной для технологического присоединения мощности составляет 1113, МВт, однако по большей степени он сосредоточен в отдаленных районах области. Согласно данной карте наглядно видно наличие перегруженных центров питания в местах скопления нагрузки в Новосибирской области – в г. Новосибирск, а также окрестных, где реализуются проекты нового жилого строительства, Академгородок 2.0 и СКИФ.

По данным компании, на начало 2023 года, 21 центр питания не имеет технологической возможности для нового технологического присоединения, что сдерживает реализацию социально значимых для области проектов. В городской черте 42 из 53 центров питания загружены более чем на 75%.

Тарифная политика в Новосибирской области. В таблице В3 и рисунке В4 представлено изменение тарифов на электрическую энергию для категории население и приравненные к нему потребители, а также показано количество электрической энергии, доступное на среднюю заработную плату в регионе.

Таблица В3 - Динамика изменения доступности электрической энергии для населения и приравненных к нему категорий потребителей в г. Новосибирск

Год	Тариф, руб/кВтч	Средняя заработная плата, руб.	Количество электроэнергии доступное к приобретению на среднюю заработную плату, кВтч
2013	2,09	25528	12214
2014	2,18	27214	12483
2015	2,34	28046	11985
2016	2,42	30151	12459
2017	2,49	32287	12967
2018	2,56	35686	13940
2019	2,60	39076	15029
2020	2,68	41534	15498
2021	2,80	46167	16488
2022	2,93	53 757	18347
2023	3,36	59668	17758

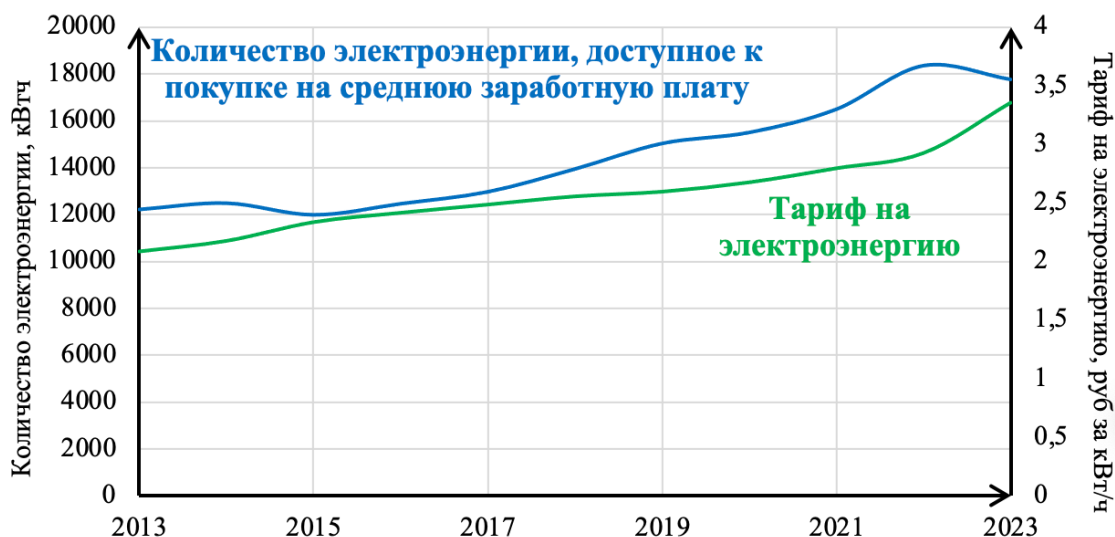


Рисунок В4 – Динамика изменения доступности электрической энергии для населения и приравненных к нему категорий потребителей

Рост тарифа за 10 лет составил 61 %, при этом рост средней заработной платы составил 134%, доступность электроэнергии для населения увеличилась на 45%. Что является положительной динамикой с позиции социально-ориентированной тарифной политики государства.

Обратная ситуация для предприятий малого и среднего бизнеса, на рисунке В5 показана динамика изменения предельного уровня нерегулируемых цен (ПУНЦ) для потребителей первой ценовой категории с суммарной мощностью электроприемников до 679 кВт. Рост ПУНЦ за 10 лет составили

свыше 160%, что свидетельствует о снижении доступности электроэнергии для субъектов реального сектора экономики, в особенности предприятий, где высока доля электрической энергии в себестоимости выпускаемой продукции и оказываемых услуг.

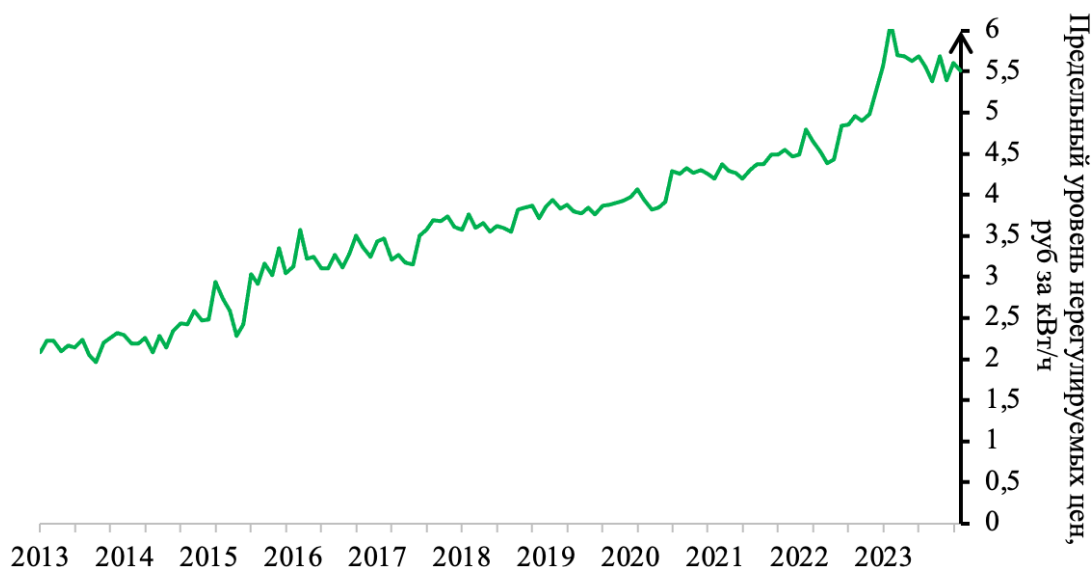


Рисунок В5 – Динамика изменения предельного уровня нерегулируемых цен (ПУНЦ) для потребителей первой ценовой категории с суммарной мощностью электроприемников до 679 кВт подключенных на низком напряжении (0,4 кВ)

Величина перекрестного субсидирования. Указанные в предыдущем пункте изменения уровня доступности электрической энергии проявились в регионе ростом величины перекрестного субсидирования. о предельной величине перекрестного субсидирования, учитываемого в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии для потребителей, не относящихся к населению или приравненным к нему категориям потребителей, регион занимает 20 место (из 78, где присутствует перекрестное субсидирование).

На 2024 год предельная величина перекрестного субсидирования в Новосибирской области составляет 4652474,37 тыс. рублей, без НДС. При этом среднее значение по регионам на 50,4 % меньше - 3092873,322 тыс. рублей, без НДС.

За 5 лет данная проблема в Новосибирской области усугубилась, рост перекрестного субсидирования, учтенного в ценах (тарифах) на услуги по

передаче электрической энергии, составил 27%. Ставка перекрестного субсидирования выросла с 2018 года на 32%, рисунок В6. Данная ситуация негативно влияет на социально-экономическое развитие области.

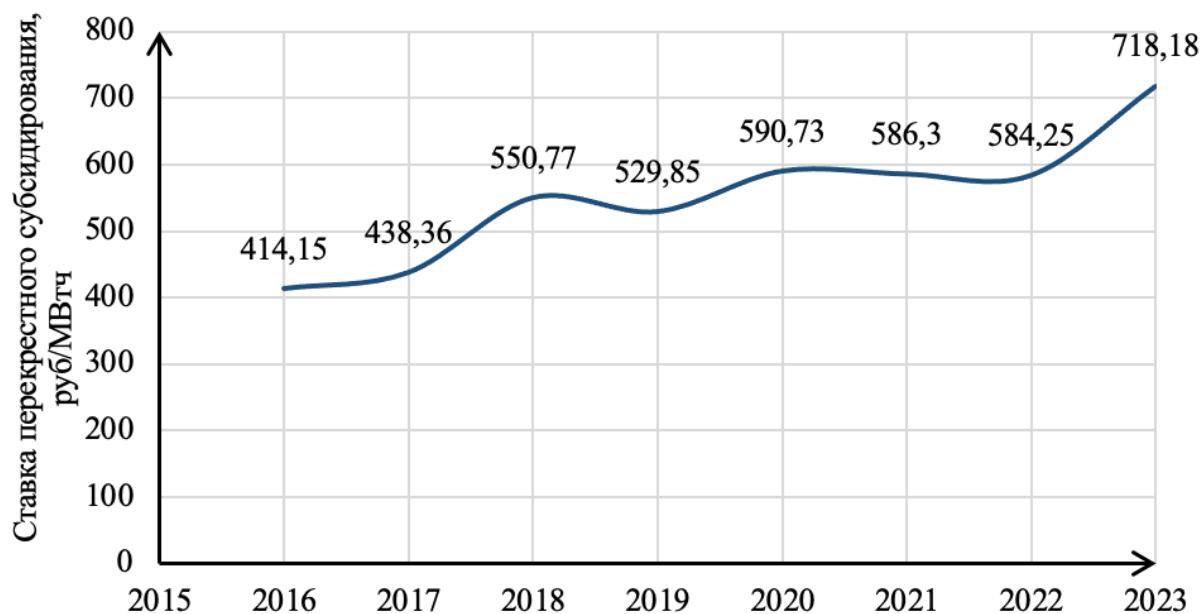


Рисунок В6 – Динамика изменения ставки перекрестного субсидирования в электрических сетях, руб/ МВтч

Приложение Г

Влияние интеграции ЛИЭС «Березовое» на технико-экономические показатели энергорайона ПС «Силикатная» (рассчитано автором)

В качестве примера, демонстрирующего влияние интеграции ЛИЭС, показаны системные эффекты, получаемые на уровне энергорайона. Рассмотрена интеграция ЛИЭС «Березовое»; присоединение данной ЛИЭС реализовано в энергорайоне подстанции 110/10 кВ «Силикатная» АО «РЭС».

Изменение потерь в электрических сетях. Структура нагрузки ЛИЭС – преимущественно бытовое потребление (70%) с незначительным объемом непроизводственных предприятий связанных со сферой услуг (30%), максимальная нагрузка в ЛИЭС составляет 6,5 МВт. На рисунках Г1, Г2 представлены характерные графики нагрузки в ЛИЭС. Генерирующие мощности представлены пятью генераторами электрической мощностью 2 МВт (G3520 E Caterpillar).

В энергорайоне внешней сети, к которому осуществлено технологическое присоединение ЛИЭС, соотношение бытового и промышленного потребления составляет 40% и 60% соответственно, с максимумом нагрузки – 6 МВт.

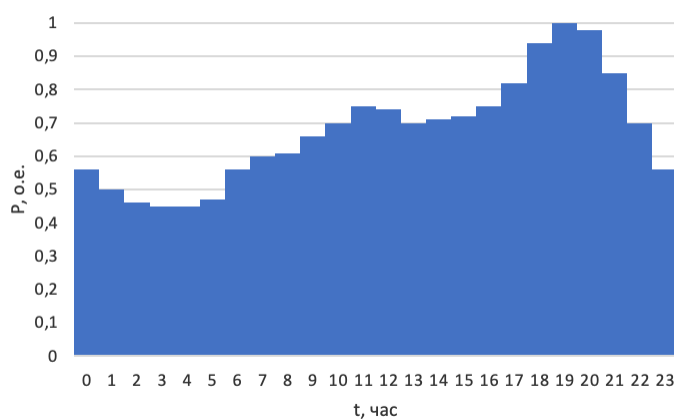


Рисунок Г1 - Характерный суточный график нагрузки потребителей ЛИЭС «Березовое»

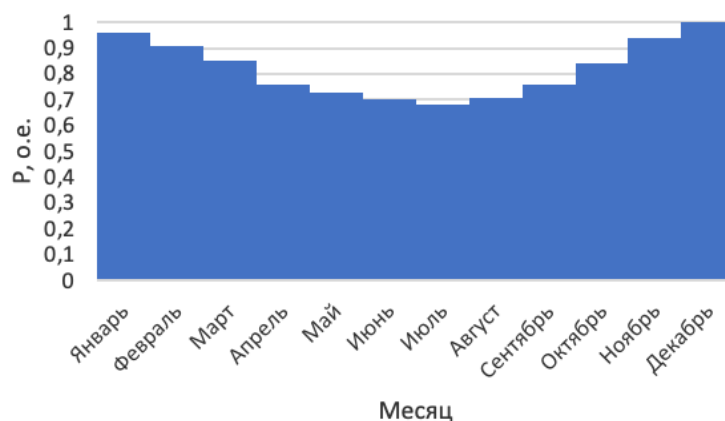


Рисунок Г2 - Характерный годовой график электрической нагрузки потребителей ЛИЭС «Березовое»

Для анализа схема присоединения разделена на сечения (рисунок Г3). В сечение 1 входят линии связи энергорайона и шин ЦП 110/10 кВ (линии 17–19 и 18–20). Сечение 2 образовано линиями 1–3 и 2–4 позволяющими определять выработку энергоустановки ЛИЭС. Сечение 3 определяется линиями связи ЛИЭС и внешнего энергорайона (3–19, 4–2).

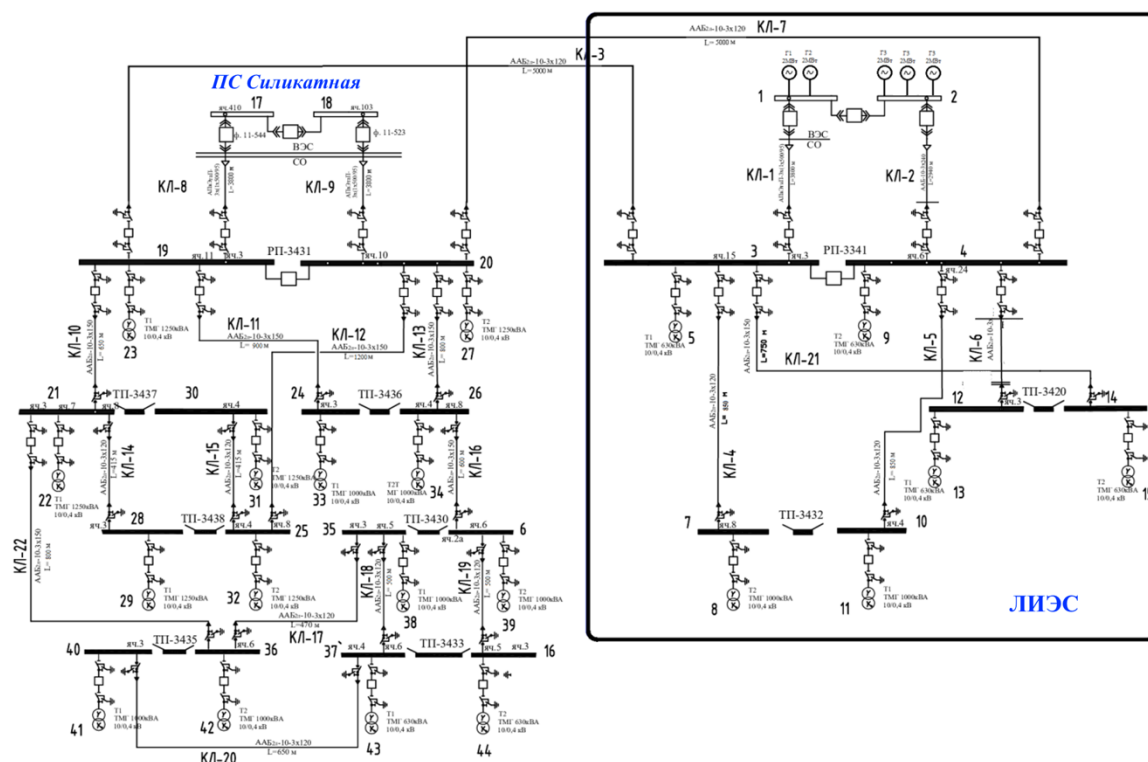


Рисунок Г3 - Расчетная однолинейная схема сети 10 кВ энергорайона ПС 110/10 кВ «Силикатная»

Анализ электрического режима выполнен в расчетно-программном комплексе Power Factory.

Интеграция ЛИЭС «Березовое» с выдачей свободных мощностей мини-ТЭЦ в энергорайон внешней сети позволяет сделать вывод о снижении потерь энергии на 1,71 МВт·ч в сутки (624,15 МВт·ч в год).

Таблица Г1 - Результаты расчета в максимальном режиме

Показатели режима	Режим			
	До интеграции		После интеграции	
	Энергорайон ПС «Силикатная»	ЛИЭС	Энергорайон ПС «Силикатная»	ЛИЭС
Среднеквадратичное отклонение напряжения в сети 10 кВ, %	1,484	4,014	1,214	1,002
Потери мощности, МВт	0,142	0,054	0,122	0,116
Переток по сечению 1, МВт	6,10		3,15	
Переток по сечению 2, МВт	3,00		6,00	
Изменение мощности в сети 110 кВ, МВт	-		2,964	
Потери энергии в сети 10 кВ, МВт·ч	1,79	0,353	1,531	0,766
Суммарные потери энергии в сети 10 кВ, МВт·ч	2,143		2,297	
Изменение потерь энергии в сети 110 кВ, МВт·ч	-		1,864	
Изменение потерь энергии, МВт·ч	-		1,71	

Помимо снижения потерь электрической энергии следует указать на эффект повышения качества электрической энергии, получение которого возможно как при присоединении розничной генерации к сети, так и при интеграции ЛЭК.

Повышение качества электрической энергии достигается за счет привлечения агрегатов к реализации функций мультиагентного регулирования и сопровождается ростом экономической эффективности для региональной сетевой компании. Поддержание уровня напряжения в узлах повышает устойчивость работы двигательной нагрузки в нормальных и послеаварийных режимах.

За счет регулировочных возможностей АРВ генераторов интеллектуальная система управления позволяет оптимизировать потери активной мощности в сетях, к которым присоединена ЛИЭС и получить еще более значимый эффект энергосбережения.

Изменение показателей бесперебойности. Основными показателями бесперебойности электроснабжения являются SAIDI и SAIFI. С использованием представленных в работе формул (3.37), (3.38) определено изменение показателей бесперебойности электроснабжения потребителей в энергорайоне ПС «Силикатная», таблица Г2.

Таблица Г2 – Изменение показателей бесперебойности электроснабжения в результате интеграции ЛИЭС «Березовое» в энергорайон ПС «Силикатная»

Участок энергосистемы	Показатель	До интеграции	После интеграции	Изменение, %
ЛИЭС «Березовое»	SAIDI	1,275	0,995	22%
	SAIFI	0,548	0,221	60%
Энергорайон ПС «Силикатная»	SAIDI	2,365	2,024	14%
	SAIFI	1,274	0,452	65%

Предоставление регулировочного ресурса агрегатору управления спросом на электрическую энергию. Анализ графиков нагрузки потребителей ЛИЭС и возможностей генерирующего и сетевого оборудования позволяет сделать вывод о возможности представления регулировочного ресурса. В результате интеграции в региональную энергосистему реализовано предоставление регулировочного ресурса в размере 1500 кВт агрегатору управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России в лице АО «Новосибирскэнергосбыт».

Приложение Д

Определение приоритетных районов интеграции ЛИЭС в г. Новосибирск
(рассчитано автором)

Для определения мест целесообразного создания и интеграции коммунальных ЛИЭС учитывается несколько факторов:

- влияние на бесперебойность электроснабжения, от которой во многом зависят показатели экономической деятельности субъектов малого и среднего предпринимательства.
- наличие отопительных котельных вблизи центров питания, где возможна реконструкция с переводом в мини-ТЭЦ.

Для анализа и выбора мест целесообразного создания ЛИЭС выбрана региональная система электроснабжения на территории Новосибирской области. Сетевой комплекс г. Новосибирска является частью сетей производственного отделения ВЭС АО «РЭС».

Произведен анализ функциональной и структурной надёжности системы электроснабжения и получены значения индексов надёжности (IR) и эффективности (ISE) для центров питания исследуемой системы согласно методологии, представленной в [168], таблица Д1.

Таблица Д1 – Индексы готовности и эффективности центров питания в сети производственного отделения «ВЭС» АО «РЭС»

Наименование ЦП	<i>IR</i>	<i>ISE</i>
Вороново	9,666E-13	3,146E-03
Комсомольская	0,000E+00	3,401E-03
Лесная	1,868E-12	3,405E-03
Лазурная	0,000E+00	4,406E-03
Силикатная	6,161E-13	5,864E-03
Стрелочная	6,751E-13	6,269E-03
Мостовая	3,415E-11	6,318E-03
Искитимская (3Т и 4Т)	0,000E+00	6,608E-03
Кудряшовская	2,386E-12	7,049E-03
Сосновка	2,339E-12	7,049E-03
Луговая	9,373E-13	7,049E-03
Волочаевская	4,801E-13	7,049E-03

Продолжение таблицы Д1

Мясокомбинатская	3,755E-13	1,004E-02
Горская	0,000E+00	1,061E-02
Учительская	3,755E-13	1,080E-02
Ересная	5,155E-07	1,101E-02
Сварная	2,114E-07	1,101E-02
Вертковская	1,951E-12	1,101E-02
Мочище	1,788E-12	1,101E-02
Воинская	1,667E-12	1,101E-02
Ельцовская	1,192E-12	1,101E-02
Первомайская	9,497E-13	1,101E-02
Кирзаводская	9,172E-13	1,101E-02
Солнечная	2,229E-13	1,101E-02
Дзержинская	9,248E-14	1,101E-02
Новая	5,640E-14	1,101E-02
Барышевская	0,000E+00	1,101E-02
Заречная	0,000E+00	1,101E-02
Текстильная	0,000E+00	1,101E-02
Фрунзенская	9,264E-13	1,102E-02
Электровозная	4,923E-13	1,135E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2)	0,000E+00	1,388E-02
Пашино	5,592E-11	1,410E-02
Инская	0,000E+00	1,471E-02
Ефремовская	1,269E-07	1,534E-02
Строительная	2,560E-12	1,651E-02
Обская	1,643E-13	1,725E-02
Кировская	1,404E-07	1,762E-02
Толмачевская	3,489E-12	1,762E-02
Западная	1,648E-12	1,762E-02
Октябрьская	1,493E-12	1,762E-02
Красногорская	9,607E-13	1,762E-02
Челюскинская	7,947E-13	1,762E-02
Инструментальная	7,452E-13	1,762E-02
Вымпел	4,801E-13	1,762E-02
Театральная	4,150E-13	1,762E-02
Бердская	6,195E-14	1,762E-02
Центральная	0,000E+00	1,762E-02
Светлая	0,000E+00	1,762E-02
Тепловая	0,000E+00	1,762E-02
Искитимская (1Т и 2Т)	0,000E+00	1,762E-02
Оловозаводская	1,213E-12	2,016E-02
Северная	0,000E+00	2,409E-02
Дружная	6,561E-10	2,557E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	3,841E-08	2,775E-02

Окончание таблицы Д1

Библиотечный	0,000E+00	3,234E-02
Чулымская	3,148E-12	5,066E-02
Правобережная	0,000E+00	5,507E-02
Южная	3,562E-12	6,212E-02
Восточная	0,000E+00	8,811E-02

На рисунках Д1 и Д2 показано распределение центров питания по индексам надежности и эффективности для анализируемой сети.

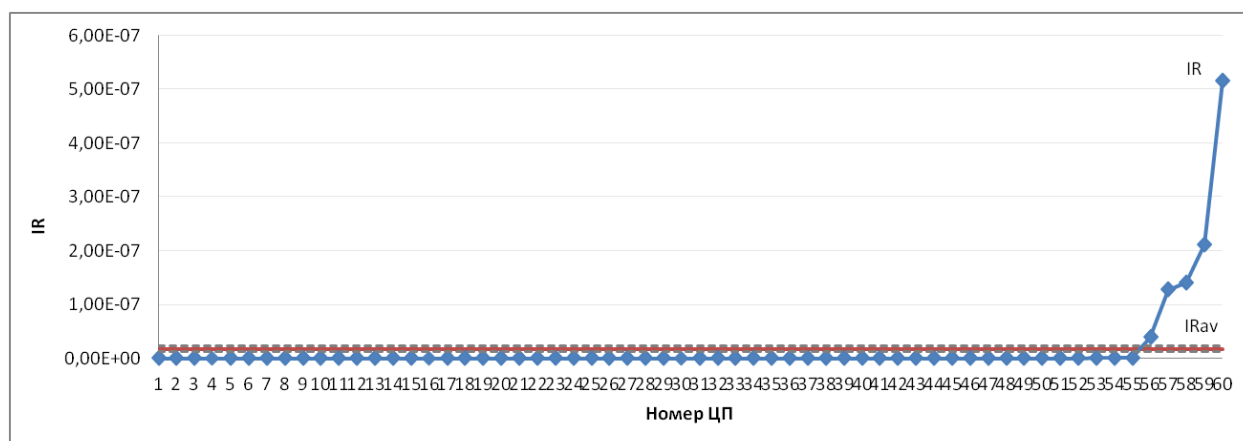


Рисунок Д1 – Распределение центров питания в г. Новосибирск по индексу надежности (IR)

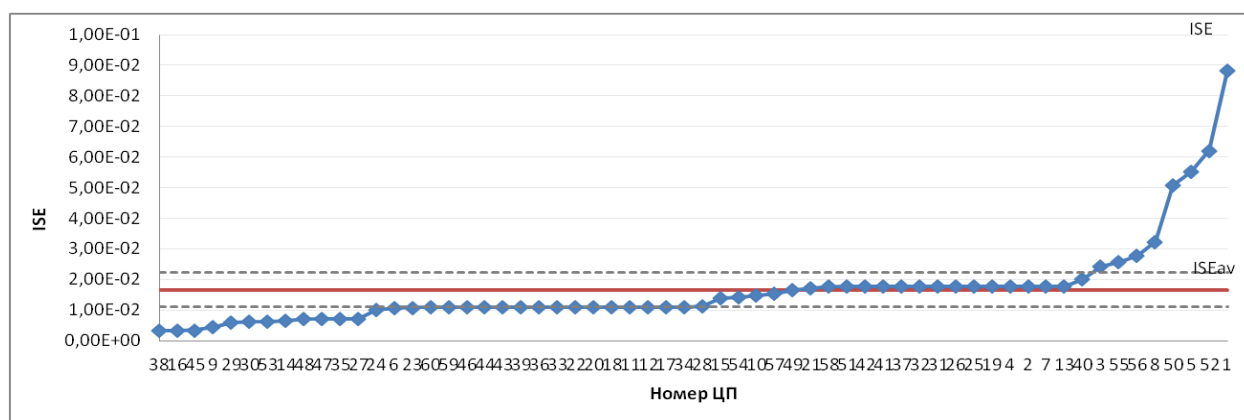


Рисунок Д2 – Распределение центров питания в г. Новосибирск по индексу эффективности (ISE)

Анализ диаграмм позволяет говорить о наличии неоднородности распределения индексов (по значениям коэффициентов вариации), а, следовательно, и различной эффективности реализуемых мероприятий с позиций повышения бесперебойности электроснабжения.

Предполагается, что мероприятия технического обслуживания и ремонта (ТОиР) главным образом позволяют обеспечить поддержание технического состояния оборудования на достигнутом уровне. Мероприятия технического

переворужения и реконструкции (ТПиР) – обеспечить освоение заложенного в схему сети технического потенциала, а внедрение новых технологий, в т.ч. и присоединение ЛИЭС направлено на повышение технического потенциала. По существу, ТОиР предназначен в большей мере для сохранения функциональной надежности, ТПиР – для сохранения структурной надежности, внедрение новых технологий, включая интеграцию ЛИЭС направлены на повышение эффективности, включая повышение надежности и экономичности.

Очевидно, что затраты на осуществление ТОиР значительно ниже, чем на мероприятия ТПиР, требующие капиталовложений, источником которых служат инвестиции. Известно, что размер капиталовложений в ТПиР особенно высок, если это предусматривает использование новых технологий. Учитывая соотношение затрат, предлагается декомпозиция узлов с позиций целесообразности мероприятий по повышению структурной и функциональной надежности, таблица Д2.

В качестве множества узлов, соответствующих значениям индексов IR_{AV} и ISE_{AV} , выбираются узлы в интервале $\pm 33\%$ относительно среднего значения. К множествам IR_{LV} , ISE_{LV} относятся узлы сети, со значениями индексов ниже границы IR_{AV} , ISE_{AV} , к IR_{HV} , ISE_{HV} – выше, соответственно [172].

Таблица Д2 – Декомпозиция узлов для выбора энергорайонов интеграции ЛИЭС

	IR_{LV}	IR_{AV}	IR_{HV}
ISE_{HV}	Присоединение ЛИЭС (внедрение новых технологий)	ТПиР с элементами новых технологий, в т.ч. присоединение ЛИЭС	ТОиР
ISE_{AV}	ТПиР с элементами новых технологий, в т.ч. присоединение ЛИЭС	ТПиР	ТОиР
ISE_{LV}	ТОиР	ТОиР	ТОиР

Декомпозиция центров питания позволила выявить энергорайоны в г. Новосибирске, где эффективным является создание и интеграция ЛИЭС, таблица Д3.

Таблица Д3 – Выбор стратегии

	IR _{LV}	IR _{AV}	IR _{HV}
ISE _{HV}	Библиотечный, Чулымская, Правобережная, Южная, Восточная, Дружная, Северная	-	Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)
ISE _{AV}	Толмачевская, Западная, Красногорская, Челюскинская, Инструментальная, Вымпел, Театральная, Бердская, Центральная, Светлая, Тепловая, Искитимская (1Т и 2Т), Оловозаводская, Строительная, Обская, Электровозная, Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2), Пашино, Инская, Кирзаводская	-	Кировская, Ефремовская
ISE _{LV}	Вертовская, Мочище, Воинская, Ельцовская, Первомайская, Солнечная, Дзержинская, Новая, Барышевская, Заречная, Текстильная, Фрунзенская Вороново, Комсомольская, Лесная, Лазурная, Силикатная, Стрелочная, Мостовая, Искитимская (3Т и 4Т), Кудряшовская, Сосновка, Луговая, Волочаевская, Мясокомбинатская, Горская, Учительская, Октябрьская	-	Ересная, Сварная,

Из них на территории г. Новосибирск располагаются подстанции, указанные в таблице Д4.

Таблица Д4 – Загрузка отобранных подстанций в г. Новосибирск

Подстанция	Трансформаторы	Свободная мощность	Загрузка трансформаторов ЦП, %
Восточная	2х200	0	100
Правобережная	2 АТ х125	0	100
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2)	2х31,5	0	100
Красногорская	2х40	0,47	99
Светлая	2х40	0,78	98
Театральная	2х40	1,42	96
Челюскинская	2х40	1,51	96
Тепловая	2х40	2,19	95
Западная	2х40	2,79	93
Обская	2х40	3,93	90
Инская	2х40	5,02	87
Инструментальная	2х40	6,56	84
Библиотечный	3х40	13,74	83
Кирзаводская	2х63	7,26	89
Центральная	2х63	13,44	79
Оловозаводская	2х63	16,67	74
Вымпел	2х40	10,86	73
Северная	3х40	33,73	58
Электровозная	1х31,5, 1х40	19,07	39

На основе анализа Схемы теплоснабжения г. Новосибирска сформирован список отопительных котельных, работающих на природном газе, мощностью 20-100 Гкал/ч, расположенных в энергорайонах указанных подстанций, таблица Д5.

Таблица Д5 – Характеристики отобранных котельных

Котельная	Расстояние до подстанции, км	Мощность	Энергорайон ЦП
Котельная № 32, ДИБ Охотская, 81б	6,2	19,00	Правобережная
Котельная № 35, Кировская РК Цех 2*	2	79,6	Обская
ООО «Мочищенский завод ЖБК»	1	24,6	Северная
Котельная АО «НЭРЗ»**	0,5	42,5	Электровозная
Котельная ул. Бородина ООО «Генерация Сибири»	1	22,1	Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2)
Котельная по ул. Забалуева	1	24,4	Кирзаводская
Котельная ООО «Энергоресурс»	3,9	61,2	Красногорская
ООО «Потенциал-Плюс	0	58,00	Инструментальная
Котельная АО «Сибирьгазсервис»	1,33	82,55	Обская
Котельная ООО «СГК»	1,6	43,47	Инская

* - согласно схеме теплоснабжения предполагает вывод из эксплуатации и перевод нагрузки в зону ТЭЦ-3

** - согласно схеме теплоснабжения предполагает вывод из эксплуатации и перевод нагрузки в зону ТЭЦ-5

Таким образом целесообразным представляется создание и интеграция коммунальных ЛИЭС прежде всего в энергорайонах подстанций: Кирзаводская, Правобережная, Тулинская, Красногорская (где в том числе наблюдаются ограничения на новое технологическое присоединение потребителей), а также Обская, Северная, Электровозная, Инструментальная, Инская.

Далее были определены допустимые мощности ЛИЭС (с учетом технологических и рыночных ограничений [120]), таблица Д6 и определен эффект снижения перекрестного субсидирования в регионе.

Таблица Д6 – Предложения по установленной мощности ЛИЭС с учетом резервирования

Энергорайон интеграции ЛИЭС на базе отопительной котельной	Допустимая мощность ЛИЭС, МВт
Кирзаводская	25
Правобережная	25
Тулинская	16
Красногорская	20
Обская	18

Окончание таблицы Д6

Энергорайон интеграции ЛИЭС на базе отопительной котельной	Допустимая мощность ЛИЭС, МВт
Северная	23
Электровозная	6
Инструментальная	17
Инская	18

Возможный эффект снижения перекрестного субсидирования в Новосибирской области при формировании и интеграции коммунальных ЛИЭС, мощностями, представленными в таблице Д6, определен, исходя из суммарного электропотребления категории «Население» в Новосибирской области и характерных графиков нагрузки коммунально-бытовых потребителей.

Таблица Д7 – Моделирование годового электропотребления населением в коммунальных ЛИЭС

Энергорайон интеграции ЛИЭС на базе отопительной котельной	Годовое потребление энергии, МВтч
Кирзаводская	118000
Правобережная	118000
Тулинская	75520
Красногорская	94400
Обская	84960
Северная	108560
Электровозная	28320
Инструментальная	80240
Инская	84960
ИТОГО	792960

Согласно проведенным расчетам, интегрированные коммунальные ЛИЭС снизят на 13% электропотребления категории населения в Новосибирской области. Тогда величина перекрестного субсидирования, согласно разработанному методическому инструментарию, может снизиться на 8,85%, таблица Д8.

Таблица Д8 – Изменение величины перекрестного субсидирования при интеграции коммунальных ЛИЭС

Текущее значение в 2024 году, тыс. руб.	Значение при интеграции ЛИЭС, тыс. руб.	Изменение, тыс. руб.	Изменение, %
4652474,37	4240600,12	411874,2	-8,85

Приложение Е

Акты внедрения результатов диссертации



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (УрФУ)

ул. Мира, 19, Екатеринбург, 620002, тел.: +7 (343) 375-45-07
контакт-центр: +7 (343) 375-44-44, 8-800-100-50-44 (звонок бесплатный)
e-mail: rector@urfu.ru, www.urfu.ru
ОКПО 02069208, ОГРН 1026604939855, ИНН/КПП 6660003190/667001001

16.12.2024 № 01.03-04/477
На № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ

Директор по образовательной
деятельности УрФУ

С.Т. Князев

«16» декабря 2024 г.



А К Т

внедрения результатов диссертационной работы

Мышкиной Людмилы Сергеевны «Организационно-экономический
инструментарий интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в
региональную энергетику», представленной на соискание ученой степени кандидата
экономических наук, в учебный процесс Института экономики и управления
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента
России Б.Н. Ельцина»

Материалы диссертации Мышкиной Л.С. используются в учебном процессе на кафедре
систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Института экономики и
управления УрФУ при обучении студентов программы магистратуры «Энергетический бизнес»
в рамках курса «Интеллектуальные производства, умные среды и города», а именно:

– разработан онлайн-курс по технико-экономическим аспектам интеллектуальной
энергетики, сфокусированный на оценке эффектов от внедрения в регионах новейших
энергетических технологий и управлении проектами внедрения локальных интеллектуальных
энергосистем;

– комплект творческих практических заданий, ориентированных на формирование
целостного представления о новой энергетической парадигме, отраслевых задачах цифровой
трансформации и повышения экологической эффективности.

Директор Института экономики и управления

Д.Е. Толмачев

Заведующий кафедрой
систем управления энергетикой
и промышленными предприятиями

М.В. Кожевников



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Саяно-Шушенский филиал
Федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Сибирский федеральный университет»

655619, Республика Хакасия, г. Саяногорск,
р.п. Черемушки, д. 46, а/я 83
Тел./факс (39042) 3-40-61

<https://shf.sfu-kras.ru> e-mail: filialsfu@bk.ru

19.12.2024 № 02.17/576
на № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ

Директор Саяно-Шушенского
филиала ФГАОУ ВО «Сибирский
федеральный университет»

_____/Толмачев А.В.
« 19 » _____ 2024 г.



АКТ

об использовании результатов диссертационного исследования
Мышкиной Людмилы Сергеевны «Организационно-экономический инструментарий
интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику»
в учебном процессе

Результаты диссертационного исследования Л.С. Мышкиной «Организационно-экономический инструментарий интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику», представленной на соискание ученой степени кандидата экономических наук, использованы в учебном процессе на кафедре Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей Саяно-Шушенского филиала ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет».

Указанные результаты включены в курс «Работа ГЭС на рынке электрической энергии» при реализации образовательной программы магистратуры «Гидроэлектростанции» по направлению 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника. Материалы, представленные в диссертационном исследовании Л.С. Мышкиной, связанные с функционированием объектов распределенной генерации и локальных энергосистем на розничном рынке электрической энергии, а также особенностями организационного взаимодействия соответствующих субъектов, используются при подготовке выпускных квалификационных работ бакалавров по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

И.о. заведующего кафедрой
_____/Масленникова А.В.
« 19 » _____ 12 2024 г.

Заместитель директора по
образовательной деятельности
к.г.-м.н.
_____/Лебедева Н.В..
« 19 » _____ 12 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе



К.Э.Н., доцент

С.С. Чернов

«13» 12 2024 г.

АКТ

**о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного
технического университета результатов диссертационной работы
Мышкиной Людмилы Сергеевны**

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов кандидатской диссертационной работы Л.С. Мышкиной на тему «Организационно-экономический инструментарий интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику» в учебный процесс факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета.

Основные положения и результаты диссертации в части расширения теоретических представлений об организационно-экономических принципах функционирования объектов распределённой энергетики и локальных интеллектуальных энергосистем в частности используются при подготовке бакалавров, обучающихся по программе «Цифровые технологии в электроэнергетике», а также при подготовке магистров по программам «Электроэнергетические системы и сети», «Электроэнергетика: экономика и управление на предприятиях энергетики» в рамках дисциплин: «Интеллектуальные системы в электроэнергетике: новые решения и технологии» и «Современные проблемы электроэнергетики и электротехники».

Декан факультета энергетики _____ А.Г. Русина

Д.Т.Н., доцент



КВЕСТ СЕРВИС СИБИРЬ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

основано в 2006 году

ИНН 5408245711

630073, г. Новосибирск, Горский микрорайон 1, офис 9

8 (383) 351-66-00, 312-03-51 kvestservis@mail.ru

АКТ

использования результатов кандидатской диссертационной работы

Мышкиной Людмилы Сергеевны на тему:

«Организационно-экономический инструментарий интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику»

Настоящий акт удостоверяет, что результаты кандидатской диссертации Л.С. Мышкиной «Организационно-экономический инструментарий интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику» использованы в деятельности ООО «Квест Сервис Сибирь» при разработке схемы теплоснабжения р.п. Линево Новосибирской области по муниципальному контракту №0151300010623000052 от 08 августа 2023 г.

При обосновании эффективности создания локальной интеллектуальной энергосистемы на базе мини-ТЭЦ с последующей интеграцией в систему энергоснабжения рабочего поселка определены основные технико-экономические характеристики объекта, получаемые системные эффекты, обеспечивающие повышение доступности и надежности электро- и теплоснабжения.

Предложенный организационно-экономический инструментарий для интеграции локальных интеллектуальных энергосистем применим при обосновании проектов трансформации систем энергоснабжения путем реконструкции котельных в мини-ТЭЦ с дальнейшим формированием локальных энергосистем и их интеграцией в энергетику региона, что особо актуально для малых и средних городов.

Генеральный директор ООО «КСС»



Ромашов Г.А./

6 декабря 2024г.



Общество с ограниченной ответственностью «Генерация Сибири»

630032, г. Новосибирск, микрорайон Горский, д. 40/1, офис 5
тел. (383) 363-48-09 ИНН 5405436860 КПП 540401001 ОГРН 1115476072579
р/сч. 407 028 105 440 800 109 44 Сибирский Банк Сбербанка РФ
БИК 045004641 Корр.сч.301 018 105 000 000 006 41

АКТ

внедрения результатов диссертационной работы Мышкиной Людмилы Сергеевны «Организационно-экономический инструментарий интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику»

Настоящим подтверждается, что результаты кандидатской диссертационной работы Мышкиной Л.С. используются в ООО «Генерация Сибири», осуществляющей электро- и теплоснабжение потребителей жилищной, социальной и производственной сферы.

Предлагаемый в диссертационном исследовании инструментарий применялся при обосновании инвестиций и выборе основных решений, он полезен при ведении операционной деятельности и выполнении предпроектной стадии в проектах создания и интеграции локальных интеллектуальных энергосистем в региональную энергетику.

Сформулированные Л.С. Мышкиной методические положения для оценки экономических эффектов, а также модель взаимодействия с субъектами розничного рынка применялись при реализации проекта интеграции коммунальной локальной интеллектуальной энергосистемы «Березовое» в энергетику Новосибирской области. Полученные результаты позволили выполнить оценку системных экономических эффектов проекта ЛИЭС «Радуга Сибири» в г. Новосибирск, для выполнения функций электро- и теплоснабжения строящегося жилищного комплекса. В определенной степени это позволило достичь значимого снижения затрат и получение дополнительных доходов, что сократило расчетный срок окупаемости проекта.

Директор



Д.Н. Брюзгин

12.12.2024.

Приложение Ж

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023680001

**Выбор состава основного оборудования электростанции
при реконструкции котельной**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Бойко Екатерина Евгеньевна (RU), Бык Феликс
Леонидович (RU), Иванова Елизавета Михайловна (RU),
Мышкина Людмила Сергеевна (RU)**

Заявка № 2023669433

Дата поступления 25 сентября 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 25 сентября 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164baf96f83b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 18.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024682271

Выбор состава оборудования мини-ТЭЦ автономной
системы теплоснабжения

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Бойко Екатерина Евгеньевна (RU), Бык Феликс
Леонидович (RU), Иванова Елизавета Михайловна (RU),
Мышкина Людмила Сергеевна (RU)**

Заявка № 2024681513

Дата поступления 20 сентября 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 сентября 2024 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат 0692e7c1a6300b54f240f670bca2026

Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**

Действителен с 10.07.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов