

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Сенчило Никита Дмитриевич



ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ
СТАНЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Устинов Д.А.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СНЭЭ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.....	13
1.1. Анализ электротехнического комплекса компрессорных станций	13
1.2. Формирование стоимости электроэнергии и мощности для компрессорной станции	19
1.3. Области применения снээ	27
1.4. Выводы по главе 1.....	34
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУТЁМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГРАФИКА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ.....	36
2.1. Механизмы регулирования стоимости электроэнергии	36
2.1.1. Управление спросом	36
2.1.2. Методы смещения пиков потребления для предприятий	38
2.2. Разработка и анализ моделей для прогнозирования электропотребления.....	41
2.2.1. Описание существующих и устоявшихся подходов и методов прогнозирования электрических нагрузок энергосистемы	41
2.2.2. Методология прогнозирования электропотребления.....	44
2.2.3. Современные методы прогнозирования электропотребления	48
2.2.4. Методы определения факторов, влияющих на электропотребление	52
2.3. Выводы по главе 2.....	56
ГЛАВА 3 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ.....	57
3.1. Исследование схемы электроснабжения и оценка надежности электроснабжения особо ответственных потребителей 0,4 кВ КС МГ	57

3.2. Анализ графика электропотребления КС	69
3.2.1. Анализ временного ряда электропотребления КС МГ	73
3.2.2. Прогнозирование электропотребления КС МГ	74
3.3. Выводы по главе 3	82
ГЛАВА 4 АЛГОРИТМ ВЫБОРА НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ	
ЭНЕРГОЁМКОСТИ И ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	
СНЭЭ.....	83
4.1. Алгоритм для выбора энергоёмкости СНЭЭ	83
4.2. Использование СНЭЭ для повышения точности прогнозирования электропотребления	88
4.3. Выводы по главе 4	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	101
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс	120

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На сегодняшний день на рынках электроэнергии практически во всех странах мира растут объемы электропотребления, в связи с чем увеличиваются пиковые нагрузки, что заставляет увеличивать пропускную способность систем передачи электроэнергии. Сбыт и генерация электроэнергии растут как функции от роста ВВП даже, несмотря на рост энергосбережения и энергоэффективности [49].

Согласно [88] в 2018 году добыто 725,4 млрд м³ природного газа (+ 5,0 % к уровню 2017 г.), что является рекордным показателем за постсоветский период и соответствует целевому диапазону добычи, установленному на конец реализации 1-го этапа (685 – 745 млрд м³). В связи с постоянным ростом добычи, потребления и экспорта природного газа в России одной из основных задач являются меры по повышению эффективности и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов [39].

На сегодняшний день стоимость электроэнергии составляет существенную часть расходов для предприятий по производству и распределению природного газа, повышая его стоимость для населения. Для предприятий по производству и распределению газа доля затрат на электроэнергию превышает 20% [68].

Компрессорные станции (КС) магистрального газопровода (МГ) характеризуются высокой энергоёмкостью, а также стабильным ростом электропотребления, связанным с ростом потребления и экспорта природного газа в России [50].

Неотъемлемой частью процесса электроснабжения КС является планирование и прогнозирование электропотребления, точность которого напрямую влияет на затраты на электроснабжение. Неравномерность графика потребления электроэнергии на предприятиях ведёт к увеличению пикового электропотребления, что приводит к увеличению стоимости электроснабжения, а также затрудняет процесс прогнозирования электропотребления. Системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) могут оптимизировать график энергопотребления, компенсируя отклонения от запланированного графика,

покрывать собственное электропотребление в размере энергоёмкости СНЭЭ, позволяя снижать затраты на электропотребление при участии в программе управления спросом, а также снижать пиковое электропотребление. Однако снижение пикового электропотребления также требует точного прогнозирования пиков, так как в течение суток может быть несколько пиков электропотребления, которые приводят к полной разрядке аккумулятора на одном из пиков, в результате чего общая пиковое электропотребление не снижается.

Внедрение СНЭЭ в электротехнический комплекс КС МГ в качестве дополнительного источника электроснабжения и параллельная работы СНЭЭ с распределительной сетью внешнего электроснабжения может привести к следующим эффектам:

- участие в рыночных механизмах энергосистемы в качестве активного потребителя за счет использования СНЭЭ.
- увеличение надежности электроснабжения в связи с работой дополнительного источника бесперебойного питания.
- снижение пикового электропотребления.

Снижение стоимости технологии СНЭЭ обеспечит неизбежную децентрализацию электросетевой инфраструктуры и обширное развитие рынка источников распределенной генерации, в том числе и альтернативной энергетики. При реализации стратегии развития распределенной генерации и создания электросетевой инфраструктуры появится возможность вовлечения потребителя в процесс купли-продажи электрической энергии, другими словами, потребители энергии могут являться её поставщиками, что существенно увеличит доступность электроэнергии и рентабельность СНЭЭ в будущем.

Для оптимизации работы СНЭЭ часто используется прогноз на сутки вперед, который позволяет определить общее количество пиков [125]. Однако энергоёмкости СНЭЭ может быть недостаточно для оптимальной компенсации пиковых значений в связи с неравномерным графиком электропотребления с высоким коэффициентом вариации.

В настоящее время СНЭЭ занимают все большую долю в общей установленной мощности энергосистемы [86]. В статьях [93; 113] обсуждается влияние законодательных актов внутри страны на развитие возобновляемых источников энергии. Установка систем накопления энергии также возможна на уровне бытовых потребителей [131].

Объединение СНЭЭ с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) было одним из самых многообещающих направлений исследований в последние годы. В статье [115] обсуждаются сложные системы, состоящие из ветрогенераторов, солнечных панелей и систем хранения энергии, а также алгоритм оптимального взаимодействия. Согласно исследованию [111], к 2025 г. системы накопления энергии на основе сжатого воздуха, маховиков, а также литий-ионных аккумуляторов могут иметь наименьшие капитальные затраты. Однако с точки зрения производительности, согласно [111], при использовании в 4-часовом цикле заряда-разряда литий-ионные аккумуляторы демонстрируют наивысшую эффективность.

Следовательно, для развития распределенных возобновляемых источников энергии необходимо внедрение систем хранения энергии, стоимость установки которых сегодня может быть высокой даже для крупных потребителей электроэнергии. Однако требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии часто вынуждают потребителей устанавливать системы хранения энергии. Целью диссертационной работы является повышение эффективности СНЭЭ в электротехническом комплексе КС МГ.

Однако зачастую при проектировании СНЭЭ не берётся во внимание дополнительный экономический эффект от использования СНЭЭ в качестве активного потребителя электроэнергии. Совокупный эффект от СНЭЭ, установленных на уровне потребителей розничного рынка, может оказывать существенное влияние на неравномерность суточного графика нагрузки, что позволяет потребителям получать дополнительный экономический эффект за счет участия в программе управления спросом.

СНЭЭ может использоваться на КС для снижения дорогостоящих пиков потребления электроэнергии за счет перераспределения пиков нагрузки. Важной частью участия СНЭЭ в формировании суточного графика нагрузки, является использование СНЭЭ для снижения пиков электропотребления до базового уровня, определяемого СО, при управлении спросом [30]. Однако при реализации алгоритма управления СНЭЭ может быть не учтена неравномерность суточного графика нагрузки, которая подразумевает несколько дневных пиков. В итоге, при компенсации пиковой нагрузки в несколько подряд идущих часов в течение суток приводят к разряду аккумулятора, тем самым снижая общую эффективность от сглаживания графика нагрузки по причине повышенного потребления в другие часы. Решение указанной проблемы является прогноз электропотребления на сутки вперед. Авторы статьи предлагают использовать прогнозирование потребления электроэнергии на предприятии с учетом внедрения возобновляемых источников энергии. Однако при прогнозировании на день вперед снижение пиков потребления может быть неоптимальным при неравномерном графике нагрузки, в котором значения потребления в разные дни различаются в несколько раз. В настоящей диссертации эффект, достигаемый за счет выравнивания графика нагрузки с помощью СНЭЭ в течение дня, более эффективен за счет оптимального выбора энергоёмкости СНЭЭ с использованием среднесрочного прогноза потребления.

В связи с необходимостью планирования потребления электроэнергии на КС на месяц вперед, в диссертационном исследовании разработан алгоритм среднесрочного прогнозирования электроэнергии для определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ, используемой для снижения отклонений фактического потребления от планового графика электропотребления с учетом неравномерного графика загрузки.

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы по пунктам: п.1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное

моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем»; п.2 «Обоснование совокупности технических, технологических, экономических, ... критериев оценки принимаемых решений в области проектирования, создания и эксплуатации электротехнических комплексов и систем».

Степень разработанности темы исследования

Темы прогнозирования временных рядов электропотребления рассмотрены в работах: Абрамовича Б.Н., Кокшаровой В.А., Кумаритова А.М., D.S. Kirschen и др.

Значительный вклад в разработку методов регулирования графиков нагрузки внесли: Б.Н. Абрамович, Дзюба А.П. Темы регулирования электропотребления компрессорных станций рассмотрены в работах Крюкова О.В., Аксютин О.Е., Перевощикова С.И., Пужайло А.Ф.

Вопросами разработки и исследования систем накопления электроэнергии для регулирования графиков электропотребления занимались Гусев Ю.П., Харитонов С.А., Дзюба А.П., Cho S.-M., Chowdhury N. и др. В работах указанных авторов рассматриваются вопросы применения СНЭЭ в целях регулирования графика электропотребления путём снижения пиков электропотребления. Ввиду того, что для графика электропотребления предприятия характерно несколько пиков электропотребления в течение суток, для повышения эффективности СНЭЭ используется прогноз электропотребления на сутки вперед. Однако на протяжении месяца для промышленных потребителей характерно изменение среднего электропотребления в несколько раз, что может сделать установленную энергоёмкость СНЭЭ избыточной либо недостаточной. Также в данных работах не рассмотрено использование СНЭЭ для снижения отклонений фактического электропотребления от прогнозного. Для потребителей 5-6 ценовой категории планирование электропотребления осуществляется на месяц вперед, и отклонение от прогнозного графика может также привести к повышению затрат на электроснабжение. В свою очередь, компенсация отклонений от планового графика при точном прогнозировании требует значительно меньшей энергоёмкости СНЭЭ, чем для выравнивания графика нагрузки, что за счет снижения капитальных затрат на установку СНЭЭ может привести к положительному экономическому эффекту.

Цели и задачи

Повышение эффективности электроснабжения электротехнических комплексов компрессорных станций путем снижения отклонений фактических значений электропотребления от прогнозных, а также увеличения надежности особо ответственных потребителей КС за счет применения СНЭЭ.

Поставленная в диссертационном исследовании цель достигается посредством решения нижеуказанных **задач**:

1. Обоснование необходимости применения среднесрочного прогнозирования для определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ по критерию снижения отклонений фактических значений электропотребления от прогнозных;
2. Анализ электротехнического комплекса КС в части надежности электроснабжения и расчет вероятности безотказной работы групп особо ответственных потребителей при установке СНЭЭ;
3. Анализ графика электропотребления и разработка алгоритма среднесрочного прогнозирования электропотребления КС;
4. Создание алгоритма для определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ по критерию снижения отклонений фактического электропотребления от прогнозного на основе среднесрочного прогноза.
5. Техничко-экономическое обоснование эффективности использования СНЭЭ на КС для регулирования графика электропотребления.

Объект исследования

электротехнический комплекс компрессорной станции магистрального газопровода с установленной СНЭЭ на основе аккумуляторных батарей на уровне напряжения 0,4 кВ.

Предмет исследования

Методы прогнозирования электропотребления компрессорной станции.

Идея работы заключается в выборе наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ по критерию снижения отклонения планового потребления электроэнергии от фактического на основе среднесрочного прогноза электропотребления.

Научная новизна

1. Разработан способ среднесрочного прогнозирования электропотребления КС с высоким коэффициентом неравномерности на основе регрессионно-классификационных деревьев с использованием планового объема компримирования газа на КС в качестве экзогенного параметра, позволяющий снизить ошибку прогнозирования до 10% на горизонте прогноза в 3 месяца.

2. Разработан новый алгоритм определения наиболее эффективной величины энергоёмкости СНЭЭ по критерию снижения пикового электропотребления и отклонения планового потребления электроэнергии от фактического на основе среднесрочного прогноза электропотребления.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработанная программа на ЭВМ на языке программирования Python версии 3.9 позволяет выполнить прогнозирование электропотребления и определить наиболее эффективную величину энергоёмкости СНЭЭ по критерию наибольшего экономического эффекта от снижения пикового электропотребления и отклонений прогнозного электропотребления от фактического.

2. Результаты диссертационной работы могут быть использованы при разработке, планировании, организации и проведении комплексных мероприятий по повышению уровня энергосбережения, энергоэффективности и надежности систем электроснабжения в электротехнических комплексах предприятий минерально-сырьевого комплекса.

3. Результаты работы внедрены в учебный процесс Горного университета при реализации специальных программ по специальности 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника, что подтверждается актом внедрения. Решение о внедрении результатов диссертационного исследования принято на заседании кафедры ЭиЭМ (выписка из протокола № 09/02 от 10.02.2022). Плановая дата внедрения – осенний семестр 2022/2023 учебного года.

Методология и методы исследования

Методы теории вероятности, методы прогнозирования графиков электрических нагрузок электротехнических комплексов, методы оценки

надежности систем электроснабжения, методы математического моделирования электротехнических комплексов КС в ПК АРБИТР и в среде разработки PyCharm с использованием языка программирования Python.

Положения, выносимые на защиту

1. Применение модели регрессионно-классификационных деревьев с учетом планового объема компримирования газа в качестве экзогенного параметра для среднесрочного прогнозирования электропотребления КС при неравномерном графике электропотребления позволяет снизить отклонения фактических значений электропотребления от прогнозных до 10% на горизонте прогноза в 3 месяца.

2. Применение алгоритма определения величины энергоёмкости систем накопления электроэнергии на основе среднесрочного прогноза электропотребления позволяет повысить энергетическую эффективность применения СНЭЭ по критерию снижения оплаты за электроэнергию до 1,65% при регулировании электропотребления КС.

Степень достоверности и апробация результатов

Основные положения обсуждались на заседаниях кафедры электроэнергетики и электромеханики федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет», докладывалась и получила положительную оценку на конференциях и семинарах:

- XIX международная научно-практическая конференция молодых ученых, студентов и аспирантов «Анализ и прогнозирование систем управления в промышленности и транспорте», Санкт-Петербург, 2019г;

- Международной конференции «69TH Bergund Huttenmannischer Tag 2018» на базе Фрайбергской горной академии, г. Фрайберг, Германия, 7 июня 2019 г.;

- 2021 IEEE Conference of russian young researchers in electrical and electronic engineering (2021 elconrus), Санкт-Петербург, 2021г.

Личный вклад автора

Непосредственное участие в сборе и анализе исходных данных электропотребления КС МГ, проведение анализа существующих систем электроснабжения электротехнических комплексов КС. Сформулированы цели, задачи исследований, основные научные положения, определены направления дальнейшего развития научных исследований по указанной тематике, а также в подготовке текстов научных публикаций и апробации основных положений работы. Произведен расчет надежности системы электроснабжения КС МГ графическим способом логико-вероятностного метода при построении и оценке параметров схем функциональной целостности в ПК АРБИТР. Созданы модели среднесрочного прогнозирования электропотребления КС с учетом неравномерности графика электропотребления. Создан новый алгоритм определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ для снижения отклонения фактического графика электропотребления от прогнозного на основе среднесрочного прогноза.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 10 печатных работах, в том числе в 1 статье - в издании из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 6 статьях – в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования (Scopus и Web of Science). Получен 1 патент и 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Структура диссертации

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав, с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 133 наименования, 1 приложения. Диссертация изложена на 120 страницах машинописного текста, содержит 38 рисунков и 16 таблиц.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СНЭЭ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ КС

1.1. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Одним из ключевых элементов магистральных газопроводов являются компрессорные станции (КС), основной функцией которых является доставка природного газа конечным потребителям. В современных условиях энергетических рынков газ является одним из наиболее важных энергоносителей ввиду использования его для генерации электричества и тепла на ТЭС. Согласно [87] на сегодняшний день в мировой экономике наблюдается тенденция по увеличению потребления газа, а также увеличение совокупной доли газа в энергосистеме крупных стран. Согласно исследованию [87] прогнозная доля газа в мировом энергобалансе в 2035 году составит 26%.

Сложность процесса транспортировки природного газа на большие расстояния обусловлена необходимостью поддерживать давление газа в магистральном газопроводе, достаточное для его передачи. Естественное пластовое давление разрабатываемого месторождения не позволяет транспортировать газ на большие расстояния, что приводит к необходимости повышать давление газа в процессе транспортировки. Для этой цели предназначены компрессорные станции. Компрессорная станция представляет собой сложное инженерно-техническое сооружение, целью которого является обеспечение подготовки и транспорта природного газа. Компрессорные станции располагаются по всей длине магистрального газопровода с интервалом 90-150 км. Кроме транспортировки природного газа по магистральному газопроводу в функции компрессорной станции входят также очистка газа от механических примесей и капельной жидкости в специальных пылеуловителях и фильтр-сепараторах, распределения потоков газа по установленным на КС газоперекачивающим агрегатам с обеспечением их оптимальной загрузки,

охлаждение транспортируемого газа после компримирования перед подачей его в газопровод, вывод цеха КС для работы на «станционное кольцо» при пуске и остановке станции, а также транзитного прохода транспортируемого газа по магистральному газопроводу, минуя станцию. По состоянию на 2020 год в состав Единой Системы Газоснабжения (ЕСГ) России входят 252 КС.

От эффективности работы КС зависит конечная цена газа, а также общая эффективность магистральных газопроводов. Наиболее важным параметром, влияющим на эффективность КС, наряду с состоянием газоперекачивающего оборудования, является энергоэффективность, а также количество потребляемой электроэнергии, которое в сильной степени влияет на конечную цену газа для потребителей, поскольку в магистральном газопроводе именно процесс компримирования газа является наиболее энергоёмким.

Основные системы КС, которые обеспечивают технологический процесс:

- электрический привод;
- система нагнетания газа;
- маслоснабжение;
- охлаждение;
- коммуникации;
- вентиляция.
- система связи и передачи данных;
- контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИП и А).

Указанные системы являются основными потребителями электроэнергии и мощности на КС и требуют надежного и качественного электроснабжения.

Режим работы КС является энергоэффективным при поддержании требуемых параметров технологического процесса по компримированию газа при минимальном потреблении электроэнергии. Наиболее часто применяемыми способами повышения энергетической эффективности являются:

- Охлаждение воздуха на входе компрессорной установки [65];
- Замена устаревшего электротехнического оборудования на современное с более высоким КПД [14];

- Системная оптимизация электропотребления всех технологических агрегатов КС [35; 52];
- Поддержание требуемых параметров качества электроэнергии КС [12; 45; 110];
- Прогнозирование и планирование электропотребления на КС [43].

Одним из основных способов экономии топливно-энергетических ресурсов на КС является планирование и прогнозирование электропотребления. Основным оборудованием КС является газоперекачивающий агрегат (ГПА). Все используемые ГПА состоят из следующих элементов: компрессор, который производит сжатие природного газа, привода нагнетателя, который приводит компрессор во вращение, а также блока всасывающей камеры, которая обеспечивает выравнивание воздушного потока и подачу очищенного воздуха к двигателю, выхлопного устройства (в случае газотурбинного привода), системы автоматики, маслосистемы, топливоздушных и масляных коммуникаций и вспомогательного оборудования. ГПА классифицируют по типу привода:

- ГПА с газомоторным двигателем (в качестве привода используется двигатель внутреннего сгорания);
- ГПА, в которых компрессор приводится в движение газотурбинной установкой (ГТУ);
- ГПА с электрическим приводом.

До реформы электроэнергетики 2000-х годов наибольшее распространение получили ГПА, использующие ГТУ в качестве привода. Однако вследствие либерализации рынков электроэнергии снизились темпы роста тарифов на электроэнергию, что совместно с растущей себестоимостью природного газа сделало экономически целесообразным использование электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА) [37]. На сегодняшний день ЭГПА являются наиболее перспективными для использования на КС ввиду высокой надежности, экологичности, а также низких эксплуатационных и капитальных затрат. По состоянию на 2016 год парк ГПА ПАО «ГАЗПРОМ» [25] состоит из следующих ГПА:

- с электрическим приводом (750 ед. или 16%);
- с газотурбинным приводом (3673 ед. или 81%);
- с приводом на основе двигателя внутреннего сгорания, использующего в качестве топлива природный газ (136 ед. или 3%).

Как правило, в качестве электропривода ГПА на КС используются синхронные электрические двигатели с постоянной частотой вращения (1500 или 3000 об./мин.). В соответствии с программой реконструкции в ПАО «Газпром» [29; 34; 62; 81] устаревшие синхронные двигатели заменяются на ЭГПА с частотно-регулируемым приводом российского производства. Примером является замена старых синхронных двигателей СТД-4000 на ЭГПА-4,0/8200-56 (производитель ОАО «Росэлектро-промхолдинг», г. Санкт-Петербург) на КС Володино, КС Парабель, КС Чажемто, КС Проскоково, КС Вертикос, КС Александровская.

Условия, режимы работы ЭГПА, а также методы диагностики состояния ЭГПА рассмотрены в [53]. Методика анализа энергоэффективности ЭГПА предложена в [14], где рассмотрены такие методы повышения энергоэффективности как: расчет оптимального количества и мощности ЭГПА, применение модульной компоновки, регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ, а также использование специальных материалов для повышения энергоэффективности.

Регулировка и изменение режима работы компрессорной станции осуществляется изменением количества цехов, а в каждом компрессорном цехе - изменением количества работающих насосных агрегатов. Регулировка ГТУ, частота вращения которого не регулируется, осуществляется установкой входных направляющих лопаток центробежного компрессора природного газа. Температурный диапазон сжатия поддерживается с помощью воздухоохладителя, расположенного в компрессорном цехе. Он начинается, когда пластовое давление становится недостаточным для подачи газа в магистральный газопровод. При этом вводятся в действие одна, а со временем и несколько дожимных компрессорных станций, режим работы которых характеризуется постоянным падением давления

на входе воздуха в компрессорную установку. В связи с этим мощность дожимной компрессорной станции обычно увеличивают в несколько раз.

Анализ применения преобразователей частоты на КС для снижения пикового электропотребления, а также увеличения надежности работы ЭГПА приведен в [70]. Методы повышения эффективности электропотребления КС МГ на основе оптимизации технологических параметров процесса компримирования газа описаны в [36]. Параметры электропотребления в течение процесса компримирования газа могут значительно изменяться в течение производственного процесса, что приводит к неэффективному использованию основного оборудования по перекачке газа. Для решения задачи оптимизации технологических параметров автором предложен алгоритм оптимизации, позволяющий определить термодинамические параметры компримируемого газа для наиболее эффективной работы КС.

Однако потенциал увеличения энергоэффективности КС не ограничивается изменением внутренних технологических параметров, также значительное влияние на экономичность работы КС, характеризующуюся непрерывным производственным процессом, оказывает надежность электроснабжения, которая в значительной степени определяется выбранной схемой электроснабжения [8].

Согласно [89] поставлена задача повышения показателей бездефицитной работы централизованных энергосистем с 0,996 до 0,9997, что соответствует перерыву электроснабжения длительностью 36 ч в год и приближения показателя к международным нормам надежности. Однако, согласно проведенным бездефицитной работы исследованиям и расчетам, выявлено, что уровень надежности централизованных сетей РФ находится в диапазоне 0,95-0,97, что ниже нормативного показателя (0,996) и соответствует перерыву электроснабжения 72 ч в год [2]. При этом переход на нормативный уровень надежности, регламентированный Энергетической стратегией РФ, даже в отдаленной перспективе потребует больших затрат в развитие и повышение надежности всех элементов централизованной энергосистемы. Даже в условиях таких мегаполисов

как Санкт-Петербург длительность перерыва электроснабжения может достигать 72 ч в год.

Надежность электроснабжения КС является одним из ключевых факторов в её энергоэффективности. Перерыв в электроснабжении электроприводов маслонасосов уплотнения, маслонасосов смазки, циркуляционных насосов, агрегатов воздушного охлаждения (АВО) масла турбин, АВО воды может повлечь за собой расстройство сложного технологического процесса КС, сокращение ресурса нагнетателей и, как следствие, нанести значительный ущерб. Перерыв в электроснабжении электрооборудования пожарных насосов, аварийной вентиляции, электроприемников устройств связи, освещения основных цехов может привести к опасности для жизни людей. В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) перечисленные электроприемники отнесены к I категории в отношении обеспечения надежности их электроснабжения. В группе потребителей I категории выделены особо ответственные, перерыв в питании которых создает опасность аварийной остановкой ГПА, а также те, которые обеспечивают остановку ГПА без повреждения. К особо ответственным потребителям относятся приводы маслонасосов уплотнений, циркуляционных насосов, аварийных маслонасосов смазки, вентиляторов охлаждения аварийной вентиляции, пожарных насосов, а также аварийное освещение КИПиА. В зависимости от типа ГПА состав потребителей I категории может отличаться

Анализ применения источников распределенной генерации, таких как электростанции собственных нужд, источники бесперебойного питания и компенсаторы искажения напряжения приведен в [4]. Автор статьи предлагает метод категорийного отключения нагрузки для поддержания непрерывного электроснабжения особо ответственных категорий потребителей предприятий МСК ввиду небольшой энергоёмкости СНЭЭ, а также повышения качества электроэнергии для этих потребителей.

Одним из путей повышения энергоэффективности транспорта газа является введение в эксплуатацию новых электростанций собственных нужд и энергоустановок, отличающихся более высоким КПД и надежностью. Кроме того,

наличие ЭСН обеспечивает высокий уровень энергетической безопасности объектов единой системы газоснабжения [5].

Ввиду необходимости применения источников резервного электроснабжения, таких как СНЭЭ, на предприятиях минерально-сырьевого комплекса для повышения требуемого уровня надежности электроснабжения и поддержания требуемого качества электроэнергии, а также по причине высокой стоимости установки СНЭЭ на предприятии, основной целью диссертационного исследования является повышение энергетической эффективности и увеличение экономического эффекта от применения СНЭЭ.

1.2. ФОРМИРОВАНИЕ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ДЛЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

В конце 20 века во многих развитые и развивающиеся страны, такие как Великобритания, США, Австралия, Китай и многие другие затронула реформа электроэнергетики, которая заключалась в создание на базе единой электроэнергетической системы страны конкурентного рынка, в котором крупные генераторы могут продавать, а потребители приобретать электроэнергию и мощность на конкурентной основе, что значительно уменьшает стоимость электроэнергии, а также стимулирует развитие новых технологий в генерации, сокращает долю неэффективных источников электроэнергии в стране и вынуждает потребителей повышать энергоэффективность электроприемников и более рационально потреблять электроэнергию.

В большинстве энергосистем действует разделение потребителей и генераторов на оптовый и розничный рынок. На оптовом рынке электроэнергия реализуется напрямую между крупными генераторами и потребителями, размер которых позволяет создавать аппарат для участия в процедурах конкурентного отбора, соблюдения законодательных процедур, а также повышения энергоэффективности предприятия. Оптовый рынок функционирует на конкурентной основе. Например, в 1996 году в Австралии после принятия

законодательного акта (National Electricity Market Legislation Agreement) [132] были созданы 2 конкурентных рынка, разделяющих страну по территориальному признаку, в котором производится торговля электроэнергией, а также оплачиваются системные услуги оператора, такие как регулирование частоты и поддержание системной надежности. Покупка мощности не является товаром оптового рынка, однако механизмы регулирования в стране накладывают обязательства на сбытовые компании и потребителей по обеспечению надежности, что обеспечивает финансовую составляющую строительства новой генерации.

В Великобритании в 1983 году был принят закон, снимающий ограничения для крупных генерирующих компаний для участия в конкурентном рынке, в котором на сегодняшний день принимают участие также крупные потребители, сбытовые организации, сетевые компании, системный оператор, а также регулирующие органы [100]. В 2013 году в Великобритании был создан рынок мощности, позволяющий поддерживать системную надежность энергосистемы в долгосрочной перспективе.

Одним из наиболее свободных и наименее регулируемых рынков является оптовый рынок электроэнергии Германии, в котором производство электроэнергии осуществляется 4 крупными энергетическими компаниями, а также огромным количеством муниципальных генераторов и частных источников электроэнергии. Согласно существующему в Германии законодательству сильно упрощен доступ к единой электроэнергетической системе частных генераторов, в особенности, с использованием ВИЭ. Оптовый рынок Германии не существует тарифного регулирования цен на электроэнергию, что приводит к повышению стоимости, но также делает возможным формирование отрицательных цен на рынке. Значительное стимулирование ВИЭ в стране привело к отказу от генерации с использованием угля и атомной энергии, что, в свою очередь, привело к увеличению импорта электроэнергии из других стран, а также значимости газовой отрасли и альтернативной генерации в стране [20].

Российский оптовый рынок разделен на рынок электроэнергии и мощности.

Территориально ОРЭМ делится на ценовые и неценовые зоны. В ценовых зонах продажа электроэнергии осуществляется на конкурентной основе на условиях свободного рынка.

Характеристика оптового рынка электроэнергии в России за 2020 год приведена в таблице 1.1. [47].

Таблица 1.1 – Характеристика оптового рынка электроэнергии в России за 2020 год

Параметр	Значение
Выработка э/э в ЕЭС России, млн. МВт*ч	1047
Оборот ОРЭМ, трлн. руб.	3,6
Кол-во участников	377
Кол-во ценовых заявок на РСВ	1,2
Кол-во узлов расчетной модели	10000
Кол-во ветвей расчетной модели	15000
Кол-во режимных генерирующих единиц	150

Разделение электроэнергии и мощности на ОРЭМ обусловлено тем, что для электростанций продажа электроэнергии окупает операционные затраты, а мощность, продаваемая на рынке мощности, позволяет окупать условно-постоянные затраты и инвестиционную составляющую.

Розничные рынки в Австралии изначально также действовали на конкурентной основе, однако в 2019 году для потребителей розничного рынка были введены базовые тарифы, не определяемые рынком. В Великобритании цена на электроэнергию на розничном рынке определяется сбытовыми компаниями, между которым существует конкуренция, а потребители розничного рынка, включая жилой сектор, могут свободно выбирать сбытовую компанию с наиболее подходящими условиями. На розничном рынке Германии действует более 900 распределительных компаний, которые обеспечивают распределение электроэнергии и сбыт. Цена для потребителей розничного рынка не регулируется тарифами и меняется в зависимости от рыночной стоимости электроэнергии в течение суток.

На розничном рынке в России потребители розничного рынка разделяются на две основные группы:

- население и приравненные к ним потребители [58];
- прочие потребители, стоимость электроэнергии для которых формируется в соответствии с ценовой категорией.

Потребители первой группы заключают прямой договор энергоснабжения с гарантирующим поставщиком либо с энергосбытовой компанией и оплачивают электроэнергию по установленным нерегулируемым тарифам. Прочие потребители оплачивают электроэнергию в порядке в зависимости от выбранного поставщика электроэнергии. Для потребителей розничного рынка определены следующие виды поставщиков:

- гарантирующие поставщики – электроэнергия оплачивается в рамках предельных уровней нерегулируемых цен на электроэнергию, которые определяет 6 ценовых категорий потребителей. Потребители могут самостоятельно выбирать наиболее подходящую ценовую категорию в соответствии с установленной мощностью [56];
- энергосбытовые компании (энергосбытовые организации) – цены на электроэнергию не регулируются; цена определяется на конкурентной основе среди множества энергосбытовых компаний;
- генераторы с установленной мощностью до 25 МВА - цены на электроэнергию не регулируются; цена определяется на конкурентной основе;
- возобновляемые источники энергии - цены на электроэнергию не регулируются; цена определяется на конкурентной основе в случае отсутствия заключенного договора с электросетевой организацией.

Потребители с установленной мощностью более 670 кВт могут выбирать для расчетов шестую ценовую категорию - для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых за расчетный период осуществляются почасовое планирование и учет, а стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу на услуги по передаче электрической энергии в двухставочном выражении.

Переменной составляющей цены на электроэнергию для потребителей шестой ценовой категории является дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед.

Ставки за электрическую энергию в части оплаты отклонений фактических объемов потребления от плановых объемов определяются и применяются в следующем порядке:

- дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы и применяемая к объему превышения фактического почасового потребления над плановым;
- дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы и применяемая к объему превышения планового почасового потребления над фактическим;
- приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и применяемая к сумме плановых почасовых объемов покупки электрической энергии потребителя (покупателя) за расчетный период;
- приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы, и применяемая к сумме абсолютных значений разностей фактических и плановых почасовых объемов покупки электрической энергии потребителя (покупателя) за расчетный период.

Ставка за мощность применяется к фактически поставленному потребителю (покупателю) объёму мощности в расчетном периоде и состоит из средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке.

Следовательно, основным требованием для оптимизации платы за электроэнергию является снижение ошибки прогнозирования электропотребления предприятия. Одним из наиболее перспективных способов компенсации отклонений фактического электропотребления от прогнозного является установка на предприятии систем накопления электрической энергии [26; 75].

Алгоритм формирования стоимости электроэнергии и мощности при превышении заявленного максимума имеет общие принципы в разных странах. В статье [116] обсуждается способ снижения пиков потребления в энергосистеме Чили с использованием ветряных генераторов и анализируются существующие методы генерирования стоимости электроэнергии в стране для поддержания баланса частоты и активной мощности в системе. Вопросы регулирования параметров энергосистемы и формирования стоимости электроэнергии на примере энергосистемы Нидерландов рассмотрены в [130].

Для поддержания баланса частоты и мощности в электроэнергетической системе системный оператор единой электроэнергетической системы (далее – СО) использует управление спросом на электроэнергию путем изменения цены, а также прочих методов финансового стимулирования, таких как стимулирующие выплаты за выполнение команд СО [66], а также штрафы за превышение заявленной мощности.

Суточный график генерации электроэнергии одной ценовой зоны состоит из электроэнергии, выработанной различными видами источников [72]. Использование определенного типа источника в течение суток для покрытия графика нагрузок зависит от возможности регулирования вырабатываемой мощности с наименьшими затратами, а также скорость регулирования мощности. На рисунке 1.1 изображен график покрытия суточного графика электропотребления различными источниками электроэнергии.

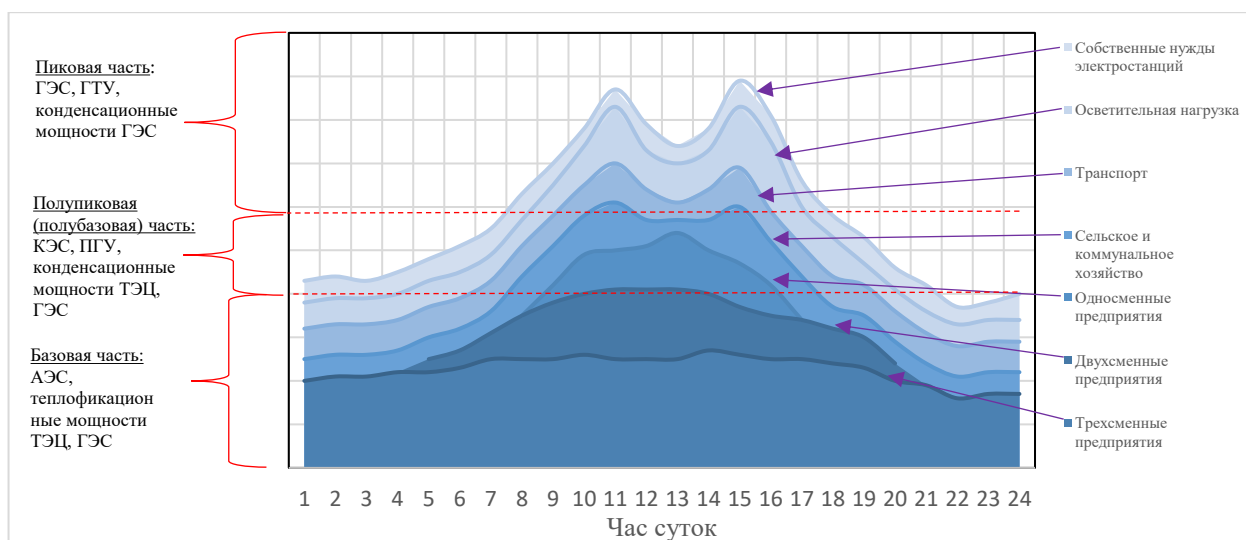


Рисунок 1.1 – покрытие различных видов электрической нагрузки различными источниками генерации

Высокую долю базовой части суточного графика нагрузки покрывают атомные электростанции (АЭС) по причине низкой маневренности ввиду технологических особенностей и соображений безопасности. Также в базовую часть входят крупные гидроэлектростанции (ГЭС) с достаточно большим объемом водохранилища, которые имеют низкую маневренность по технологическим причинам (станции, для которых не желателен сброс воды в целях регулирования мощности), а также ГЭС, связанные с судоходными путями. ТЭЦ, работающие по теплофикационному графику, также не могут изменять свою мощность по заданию системного оператора.

В полупиковую часть входят КЭС, которые имеют низкую маневренность по причине долгого пуска и останова энергоблоков, однако ввиду большого количества КЭС в общей генерирующей мощности делает использование КЭС в покрытии полупиковой части графика вынужденной мерой.

На оптовом рынке электроэнергия и мощность закупается гарантирующими поставщиками и сбытовыми компаниями, которые в дальнейшем продают их конечному потребителю по цене оптового рынка, увеличенной на сбытовую надбавку и сетевую составляющую, компенсирующую стоимость передачи электроэнергии через электросетевой комплекс. Конечная цена электроэнергии,

которую продает гарантирующий поставщик, для потребителя не должна превышать предельного уровня нерегулируемых цен (ПУНЦ), которые регулируются законодательством Российской Федерации [56].

На рисунке 1.2 представлены ПУНЦ для гарантирующего поставщика АО "Томскэнергосбыт", поставляющего электроэнергию для компрессорной станции, рассматриваемой в диссертационном исследовании, за сентябрь 2020 г.

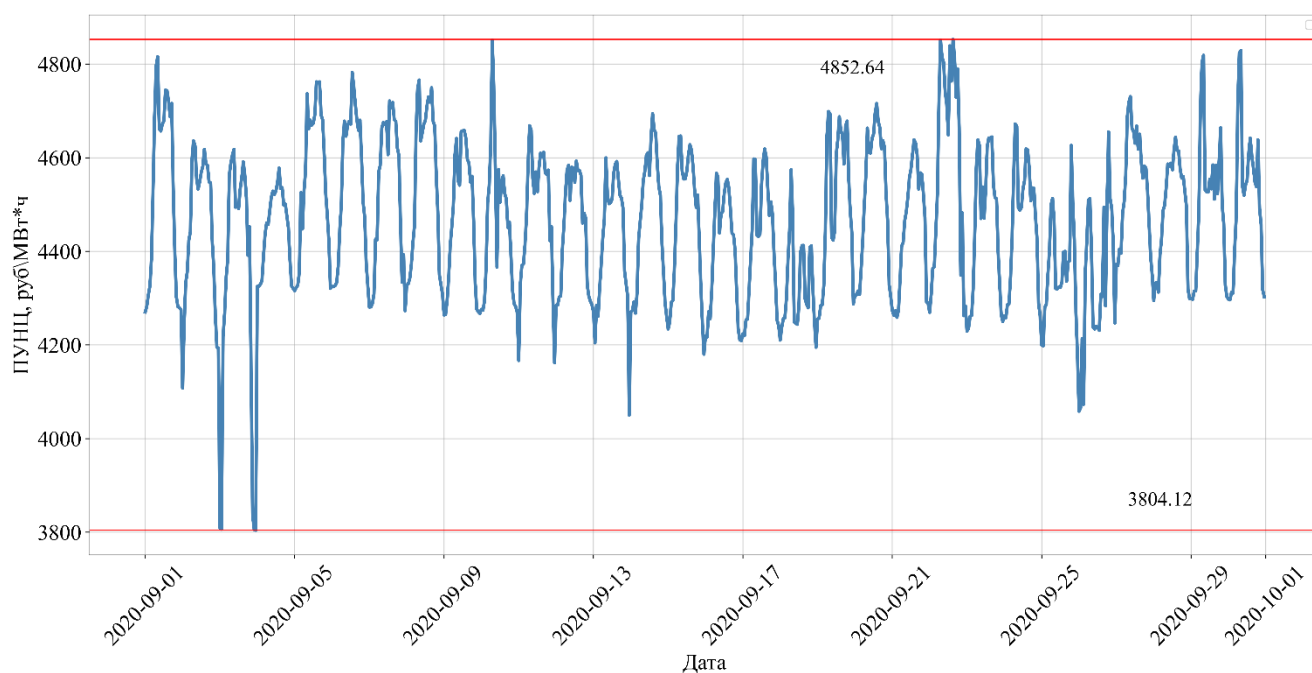


Рисунок 1.2 - ПУНЦ для гарантирующего поставщика АО "Томскэнергосбыт"

Исходя из графика на рисунке 1.2 можно сделать вывод о том, что цена электроэнергии для компрессорной станции меняется в течение месяца с разницей между максимальной и минимальной ценой более 1000 руб./МВт*ч. В этой связи, важно учитывать процесс формирования цены на электроэнергию на оптовом рынке для наиболее эффективного планирования электропотребления. Также законодательством определена цена за мощность, потребляемую из сети, которая рассчитывается исходя из максимального суточного электропотребления, определенного в часы совмещенного максимума энергосистемы. Цена на мощность для компрессорной станции за тот же период составляет 807,4 тыс. руб./МВт в месяц.

КС МГ является крупным промышленным потребителем розничного рынка с установленной мощностью более 670 кВт. Установленная мощность

компрессорной станции представляет собой сумму номинальных мощностей всех компрессоров, установленных на станции, включая резервные, которые составляют большую часть установленной мощности, а также других электроприемников, участвующих в технологическом процессе и систем коммуникации (освещение, водо- и теплоснабжение и пр.). Например, на ряде компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Томск» установлены ЭГПА-4,0/8200-56 с установленной мощностью 4 МВт. КС относятся к потребителям 5 и 6 ценовой категории, которые должны передавать гарантирующему поставщику почасовой прогноз электропотребления на месяц вперед, а отклонения фактического электропотребления от прогнозного приводит к штрафам, увеличивающим платеж за электроэнергию. Также для потребителей 5 и 6 ценовой категории отдельно рассчитывается платеж за мощность, который определяется исходя из максимального почасового электропотребления в часы совмещенного максимумам энергосистемы. Указанные условия требуют более точного прогнозирования электропотребления и мер по регулированию графика электропотребления.

1.3. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СНЭЭ

Главной технологической особенностью электроснабжения как процесса генерации, распределения и потребления электроэнергии является невозможность запасания электроэнергии, поэтому для поддержания баланса частоты и мощности в энергосистеме количество произведенной электроэнергии должно соответствовать уровню электропотребления. Возмущения в балансе производимой и потребляемой мощности, такие как аварийное отключение генератора, либо отключение крупного потребителя, приводят к отклонениям частоты, которые должны быть компенсированы в порядке, установленном [77], иначе возможно дальнейшее лавинообразное изменение частоты, что неизбежно приведет к крупной системной аварии. Развитие ВИЭ, в свою очередь, неравномерным графиком производства электроэнергии, что снижает эффективность применения ВИЭ.

Отсутствие генерации в период повышенного потребления и пиковой генерации в часы пониженного потребления приводит к формированию общесистемного графика нагрузки типа «Duck curve». Калифорнийские ученые ввели термин «Duck curve» в 2013 году после изучения влияния переизбытка солнечной генерации на [102]. Позже влияние переизбытка возобновляемой энергии на энергосистему изучалось в других развитых и развивающихся странах, например, в энергетической системе Китая [106], которая сегодня является одним из лидеров производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии. В статьях [113; 131] обсуждается влияние законодательных актов внутри страны на развитие возобновляемых источников энергии. Установка систем накопления энергии также возможна на уровне бытовых потребителей [93]. Такие решения позволяют увеличить долю распределенных ВИЭ на уровне бытовых потребителей; Однако мощности отдельных потребителей недостаточно для существенного вклада в единую энергосистему, и накопители могут использоваться только для собственных нужд.

Одним из решений этой проблемы является смещение пиков генерации с помощью систем хранения энергии. Объединение систем хранения энергии с возобновляемыми источниками было одним из самых многообещающих направлений исследований в последние годы. Сложные системы, состоящие из ветрогенераторов, солнечных панелей и систем хранения энергии, а также алгоритм оптимального взаимодействия обсуждаются в статье [115], авторы которой разработали методику выбора типа накопителей энергии для снижения пиков энергопотребления и на основании результатов рассмотренных сценариев пришли к выводу, что системы сжатого воздуха как накопители энергии демонстрируют большую эффективность в большинстве случаев. Использование аккумуляторов на сжатом воздухе, а также компенсация колебаний на рынке электроэнергии с помощью таких аккумуляторов рассмотрено в [109]. Согласно исследованию [111], к 2025 г. системы накопления энергии на литий-ионных аккумуляторах могут иметь наименьшие капитальные затраты, а также с точки

зрения производительности при использовании в 4-часовом цикле заряда-разряда литий-ионные аккумуляторы демонстрируют наивысший КПД.

Следовательно, для развития распределенных возобновляемых источников энергии необходимо внедрение систем хранения энергии, стоимость установки которых сегодня может быть высокой даже для крупных потребителей электроэнергии. Однако требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии часто вынуждают потребителей устанавливать системы хранения энергии. Целью диссертационного исследования является повышение эффективности использования системы накопления энергии (СНЭЭ) в энергосистеме крупного промышленного потребителя.

Автор статьи [98] использует метод робастной оптимизации для определения оптимальной энергоёмкости и расположения СНЭЭ на уровне среднего напряжения, принимая во внимание внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и исследуя внедрение СНЭЭ в сетях среднего и высокого напряжения. Смещение пиков спроса в масштабе системы среднего и высокого напряжения требует значительных мощностей, что приводит к огромным капитальным затратам. Кроме того, одна из возможностей использования больших систем накопления энергии - это общесистемный резерв энергии для компенсации краткосрочных перебоев в мощности, которые могут возникнуть из-за останова крупных энергоблоков и привести к снижению энергопотребления. частота в энергосистеме [127]. Целесообразно рассмотреть установку СНЭЭ на низковольтном уровне выборочно для отдельных потребителей, которые вносят наибольший вклад в неравномерность графика нагрузки в масштабе всей системы. Это решение могло бы повысить эффективность ESS, а также снизить потери в сетях при передаче электроэнергии. Капитальные затраты на установку согласующих трансформаторов снижаются, когда ESS устанавливается на низковольтном уровне, а надежность потребителей может быть увеличена из-за близости к потребителям электроэнергии.

В статье [126, с.] представлена двухуровневая оптимизационная модель с использованием алгоритма недоминантной сортировочной летучей мыши

(NSIBA), а также алгоритма Парето, который позволяет определить оптимальную энергоёмкость и местоположение ESS при условии параллельной эксплуатации ветряных турбин и солнечных панелей с реализацией «Высокая энергоёмкость, низкая генерация». В статье анализируется влияние СНЭЭ на качество электроэнергии: при моделировании было достигнуто снижение потерь электроэнергии, а также повышение стабильности напряжения. Повышение эффективности взаимодействия систем накопления энергии с возобновляемыми источниками энергии также рассматривается в [93]. Однако в существующих реалиях централизованной системы также важно учитывать влияние графика нагрузки предприятия также на внешнее питание.

Для полного определения стоимости установки и эксплуатации СНЭЭ требуется произвести анализ составляющих компонентов стоимости СНЭЭ. Ниже приведены компоненты, составляющие стоимость СНЭЭ:

1. Капитальные затраты:

- Блок хранения - этот компонент включает в себя цену самого базового накопительного элемента постоянного тока (DC) в СНЭЭ (например, для литий-ионных аккумуляторов, эта цена включает модули аккумуляторов, систему управления аккумулятором.

- Хранение - включает компоненты дополнительных затрат на электротехническое оборудование комплекса СНЭЭ: контейнер, кабели, распределительное устройство, проточные аккумуляторные насосы, а также отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха.

- Энергетическое оборудование - этот компонент включает двунаправленный инвертор (преобразователь постоянного тока в постоянный), изоляционную защиту, автоматические выключатели с комплексом релейной защиты, интерфейс связи и программное обеспечение.

- Средства управления и связи - включает систему управления энергопотреблением для всей СНЭЭ и отвечает за работу СНЭЭ. Сюда также могут входить ежегодные затраты на лицензирование программного обеспечения. Стоимость обычно является фиксированной и зависит от энергоёмкости

- Проектирование, материально-техническое обеспечение и строительство - включает единовременные инженерные расходы и строительное оборудование, а также доставку, размещение и установку, а также ввод в эксплуатацию СНЭЭ.

- Разработка проекта - затраты связаны с получением разрешений, соглашениями о закупке электроэнергии, соглашениями о технологическом присоединении и финансированием.

- Технологическое присоединение - прямые затраты, связанные с подключением СНЭЭ к сети, включая стоимость трансформатора, измерительных приборов и коммутационных аппаратов.

2. Операционные расходы:

- эксплуатация и техническое обслуживание - включает все затраты, необходимые для поддержания работоспособности СНЭЭ в течение всего срока ее службы, такие как плановое обслуживание, запчасти, фонд оплаты труда. Этот компонент также включает техническое обслуживание, связанное с капитальным ремонтом, которое зависит от наработки СНЭЭ.

- Потери энергии в СНЭЭ - отношение энергии, отведенной в сеть, к энергии, потребляемой из сети для заряда СНЭЭ. Данные потери связаны с регулированием температуры, электрохимическими потерями, потерями в преобразователе, потерями при передаче энергии. Это значение потерь оценивается исходя из стоимости дополнительной закупленной электроэнергии.

- Гарантия - плата поставщику оборудования за обеспечение работы СНЭЭ в течение установленного срока службы.

- Страхование - страховые взносы на покрытие рисков.

3. Затраты на вывод из эксплуатации:

- Отключение от сети - затраты, связанные с ликвидацией технологического присоединения.

- Демонтаж - включает демонтаж СНЭЭ и компонентов для утилизации или переработки.

- Утилизация - затраты, связанные с утилизацией перерабатываемых компонентов, доставкой на завод по переработке и переработкой материала на заводе.

В связи с высокими затратами на установку и эксплуатацию СНЭЭ на сегодняшний день экономически целесообразным является применение СНЭЭ для множества задач. Однако в условиях стремительного роста отрасли производства электромобилей стоимость литий-ионных аккумуляторных батарей, которая составляет значительную часть стоимости СНЭЭ, снижается. Согласно прогнозу NavigantResearch [60] в следующие несколько лет прогнозируется значительный рост установленной мощности СНЭЭ, участвующей в услугах регулирования частоты и мощности в энергосистемах, в мире (рисунок 1.3).

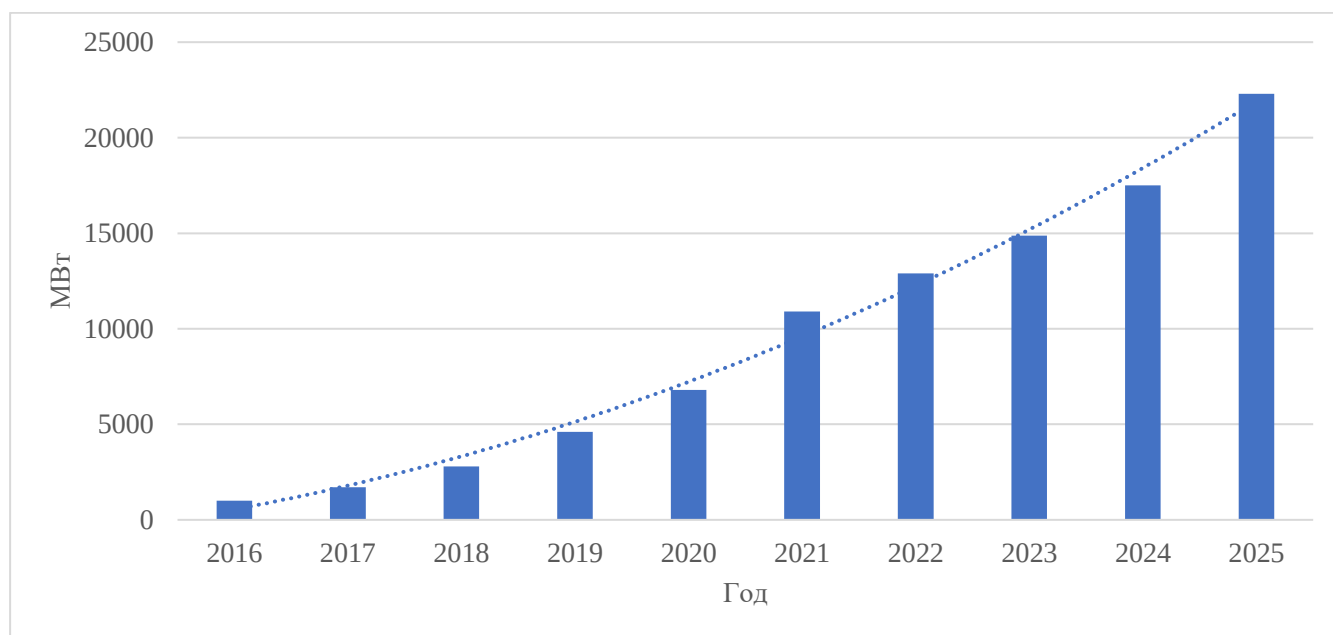


Рисунок 1.3 – прогноз увеличения установленной мощности СНЭЭ, участвующей в услугах регулирования частоты и мощности в энергосистемах, в мире

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что помимо использования СНЭЭ в качестве источника бесперебойного питания для обеспечения надежности, поддержания параметров качества электроэнергии, является целесообразным использование СНЭЭ для участия в рынке системных услуг с целью выравнивания графика нагрузки и регулирования частоты и

мощности в энергосистеме, за счет чего может быть получен дополнительный экономический эффект, позволяющий обеспечить окупаемость СНЭЭ.

Согласно исследованиям [60] наибольшая часть установленной мощности СНЭЭ используется для поддержания баланса частоты в электроэнергетической системе (рисунок 1.4).

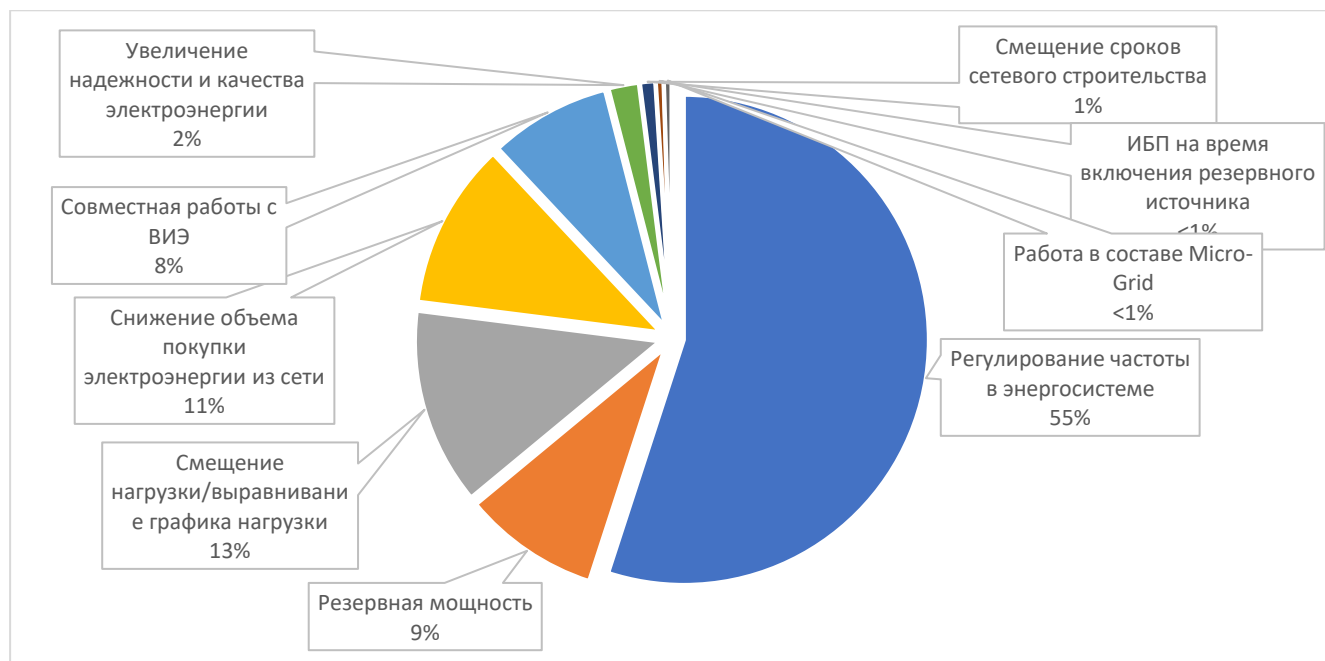


Рисунок 1.4 – целевое использование СНЭЭ

Следовательно, можно заключить, что на сегодняшний день в мире существует высокий спрос на системы накопления электроэнергии по нескольким причинам:

- быстрое развитие возобновляемых источников энергии, которые характеризуются непредсказуемым графиком производства, и возможность накопления энергии позволит увеличить эффективность применения ВИЭ [120];
- развитие отрасли электромобилей снижает стоимость накопления энергии с использованием литий-ионных аккумуляторных батарей;
- новые законодательные акты в различных странах позволяют использовать СНЭЭ для получения дополнительного экономического эффекта.

Для КС МГ актуальным применением СНЭЭ является увеличение надежности электротехнического комплекса либо отдельных электроприемников, а также регулирование электропотребления с целью снижения платы за

электроэнергию и мощность. Однако, высокая стоимость системы накопления электроэнергии на основе литий-ионных аккумуляторных батарей вынуждает использовать СНЭЭ в нескольких целях для достижения наиболее высокого экономического эффекта. Согласно исследованиям, в настоящий момент 27% от всех внедряемых СНЭЭ используются для регулирования графика нагрузки потребителя [80; 91]. Примеры использования СНЭЭ при многочисленных циклах заряда-разряда описаны в [74].

1.4. ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

1. Выполнен анализ состава оборудования и методов регулирования электропотребления электротехнического комплекса компрессорных станций магистрального газопровода, приведена классификация систем КС, проведен анализ типов ГПА, установленных на КС. Сделан вывод, что на сегодняшний день ГПА с электроприводом (ЭГПА) имеют преимущества перед остальными типами приводов и составляют 16% от общего числа установленных ГПА в РФ. При строительстве и реконструкции КС МГ приоритетным является замена ГПА с ГТУ на ЭГПА, что увеличит долю КС с ЭГПА в МГ России. В этой связи, электропотребление КС из централизованной энергосистемы будет расти, что делает задачу повышения эффективности электроснабжения актуальной.

2. Выполнен анализ формирования цены электроэнергии и мощности для крупных промышленных потребителей в России, а также приведено сравнение структур рынков электроэнергии и мощности в развитых странах. Приведено обоснование необходимости регулирования графика электропотребления для КС МГ. Сделан вывод, что формирование стоимости электроэнергии на рынках в развитых странах происходит по единым механизмам конкурентного отбора, что делает механизм регулирования электропотребления КС МГ актуальным в большинстве стран мира.

3. Произведен обзор областей применения систем накопления электроэнергии, а также анализ развития СНЭЭ в мире. Выполнен анализ составляющих стоимости СНЭЭ, на основе чего сделан вывод о том, что высокая стоимость установки и эксплуатации СНЭЭ обуславливает необходимость использования СНЭЭ в рыночных механизмах, таких как регулирования графика электропотребления электротехнического комплекса КС МГ, для повышения экономического эффекта.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУТЁМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГРАФИКА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

2.1. МЕХАНИЗМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1.1. Управление спросом

В условиях рыночной среды производства и потребления электроэнергии потребитель при планировании электропотребления вынужден учитывать режимы работы энергосистемы для снижения стоимости покупаемой электроэнергии. Основной задачей планирования режима работы ЕЭС является поддержание баланса частоты и активной мощности в системе, а также выравнивание неравномерного графика нагрузки энергосистемы для снижения затрат топлива на её генерацию. Основным механизмом, используемым во многих странах, является управление спросом (demand response).

Механизм управления спросом с целью снижения затрат на производство электроэнергии ввиду снижения стоимости производства электроэнергии на видах генерации, покрывающих пиковые нагрузки и имеющих высокую себестоимость производства, представлен на рисунке 2.1.

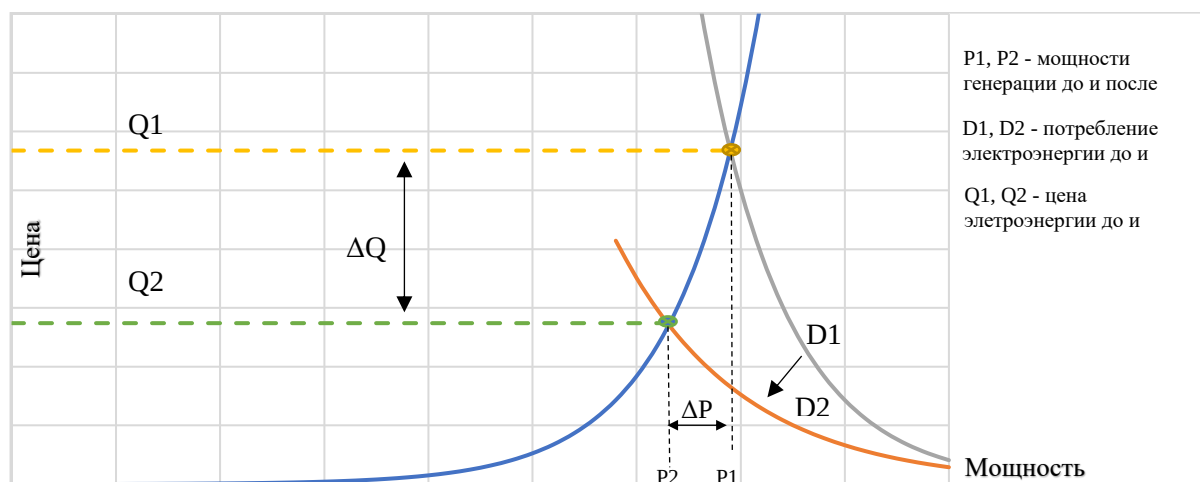


Рисунок 2.1 – механизм управления спросом на электроэнергию

Основной экономический эффект при применении системы управления спросом достигается путем снижения использования источников электроэнергии с высокой себестоимостью выработки, а также высокими затратами на регулирование вырабатываемой мощности. Анализ себестоимости выработки электроэнергии различными источниками приведен в [99].

Управление спросом регламентировано законодательством Российской Федерации [57]. В [69] рассматриваются общие принципы реализации методов управления спросом в России, а также методы расчета базовой мощности при управлении спросом.

В [129] полностью определена реакция спроса и представлена классификация программ реагирования на спрос. Описываются преимущества и затраты, а также обсуждаются способы измерения реакции спроса. В [92] представлены некоторые характеристики рынков электроэнергии с точки зрения спроса, чтобы подчеркнуть важность эластичности спроса. Это предполагает, что повышение краткосрочной ценовой эластичности спроса на рынках электроэнергии улучшит их работу, но, поскольку ценообразование спроса не в лучших интересах генерирующих компаний, такие рыночные конструкции вряд ли будут преобладать без давления со стороны потребителей. В [108] разработана модель аукционов на электроэнергию, которая учитывает торги на стороне спроса. Потребители имеют возможность подавать заявки на снижение нагрузки в определенные периоды представленного 24-часового моделирования. Результаты указывают на важное влияние торгов со стороны спроса на сглаживание предельной цены системы и снижение волатильности цен.

В статье [94] приведен анализ рынков электроэнергии и мощности США и Германии. Автор указывает на необходимость прогнозирования нагрузки потребителей электроэнергии для нужд управления спросом с целью повышения энергетической безопасности и повышения эффективности использования электроэнергии. Согласно исследованию, прогноз электропотребления для смещения пиков нагрузки потребителей может снизить резерв мощности для регулирования частоты в системе более, чем в 2 раза (с 8% до 3,4%).

Анализ ЕЭС КНР и внедрения РГ для управления спросом рассмотрен в [73; 119]. Политика Китая в области электроэнергетики направлена на снижение использования ископаемых ресурсов при производстве электроэнергии и повышение доли альтернативных возобновляемых источников энергии (производство электроэнергии с использованием энергии ветра и солнца) (далее – ВИЭ). Однако ввиду географической удаленности источников электроэнергии от потребителя и несовпадения пиков производства и потребления энергии, существенным вызовом для КНР является использования эффективных методов смещения пиков потребления путем применения системы управления спросом.

В статье [95] рассматривается необходимость смещения пиков потребления электроэнергии в Италии ввиду повышения доли альтернативных ВИЭ. Автор рассматривает необходимость применения локальных систем накопления энергии у потребителей электроэнергии с целью перераспределения пиков потребления и повышения эффективностью использования электроэнергии.

2.1.2. Методы смещения пиков потребления для предприятий

Управление спросом подразумевает снижение энергопотребления конечным потребителем при определенных экономических сигналах рынка электроэнергии с получением выручки за осуществление такого снижения потребления [133].

Снижение потребления электроэнергии может осуществляться за счет использования локальных источников энергоснабжения потребителя (в том числе резервных генерирующих объектов, накопителей энергии и др.), регулирования интенсивности работы двигателей насосно-перекачивающих систем, изменения уставки термостата для систем кондиционирования и/или холодильных установок, изменения или останова производственного цикла, частичное отключение освещения и других действий.

В статье [118] рассмотрены экономические и социальные эффекты от различных методов снижения потребления электроэнергии на предприятии. Автор указывает на то, что при снижении потребления энергии путем снижения объемов

производства издержки могут превышать возможные преимущества от участия в управлении спросом. Регулировании систем отопления, кондиционирования и освещения может быть некомфортно для работников предприятия и нарушать требования по условиям труда на рабочем месте. Использование локальных источников энергоснабжения и систем накопителей энергии не имеет указанных недостатков.

Участие потребителей в технологиях управления спросом позволяет получить индивидуальный экономический эффект (получение платы за оказание услуг) не только им самим, но и всем участникам рынка за счет снижения выработки дорогостоящей электроэнергии низкоэффективными генерирующими мощностями.

В настоящее время в России предпринимаются первые шаги по стимулированию потребителей к участию в повышении энергоэффективности и выравниванию графиков нагрузки, например, за счет внедрения дифференцированных по времени суток тарифов. В целях создания условий для повышения энергоэффективности работы Единой энергосистемы России за счет привлечения потребителей оптового рынка к активному участию в регулировании спроса на электрическую энергию и мощность, организован механизм ценозависимого потребления [55]. В настоящее время в России проводится пилотный проект по участию потребителей розничного рынка в программе управления спросом путем создания агрегаторов спроса для комплексного эффекта от потребителей, установленная мощность которых ниже требований, предъявляемых к участникам ОРЭМ. Концепция агрегаторов спроса на электроэнергию в разных странах приведена в [28].

Совмещенный эффект от введения системы управления спросом для предприятий по производству и распределению природного газа описан в [118]. Авторы описывают модель комплексного ценозависимого управления спросом промышленных предприятий на электроэнергию и газ. Существенную долю установленной мощности в централизованной энергосистеме России занимают тепловые электростанции (ТЭС), работающие на природном газе. Характеристики

производства, распределения и потребления природного газа имеют значительную схожесть с процессами производства, распределения и потребления электрической энергии. Производители и потребители природного газа объединены между собой централизованной системой транспортировки и распределения газа, работающей в едином технологическом режиме. В рамках единой системы газоснабжения одновременно функционируют несколько тысяч потребителей газа, характеристики спроса которых на газ существенно дифференцированы.

Согласно отчету МинЭнерго [49] за 2018 и 2019 гг. на долю ТЭС приходится около 68% выработанной электроэнергии. Соответственно, при снижении потребления электроэнергии уменьшается потребление природного газа на ТЭС, что приводит к снижению нагрузки на газоперекачивающие агрегаты (ГПА). Планирование фактора снижения нагрузки на ГПА может повысить точность прогнозирования нагрузок предприятия по распределению природного газа.

В исследовании [76] указано на необходимость прогнозирования электропотребления предприятия для повышения эффективности управления спросом. Автор использует регрессионный анализ для прогноза электропотребления на сутки вперед на основе ретроспективной информации. В качестве дополнительных факторов, влияющих на электропотребление, использованы степень освещенности, долгота светового дня и производственный календарь административного персонала, однако недостатком указанного метода является короткий горизонт прогноза (24 часа). Применение методов машинного обучения позволяет повысить глубину обучения модели прогнозирования, а также увеличить горизонт прогноза до нескольких месяцев. Также машинное обучение позволяет выявить закономерности во влиянии внешних признаков на потребление электроэнергии, что сложно сделать аналитическими и статистическими методами ввиду большого объема обрабатываемой информации [122].

Участие компрессорной станции в программе управления спросом может осуществляться путем изменения электропотребления основного оборудования, обеспечивающего технологический процесс по компримированию газа (ЭГПА), однако нагрузка ЭГПА зависит от объемов компримирования газа, которые

связаны с потреблением газа потребителями, а, следовательно, не может быть изменено для поддержания надежной и качественной поставки газа [118]. Регулирование нагрузки систем освещения, кондиционирования и отопления может иметь негативный эффект для комфорта рабочих мест и ухудшить условия труда персонала. Решением, не имеющим указанных недостатков, является управление нагрузкой с применением собственного источника электроснабжения, например, системы накопления электроэнергии [27].

2.2. РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

2.2.1. Описание существующих и устоявшихся подходов и методов прогнозирования электрических нагрузок энергосистемы

Прогнозирование электрических нагрузок энергосистемы и локальных районов с необходимой точностью – один из наиболее актуальных вызовов для электроэнергетики как всего мира, так и нашей страны на сегодняшний день. Необходимость прогнозирования электрической нагрузки возникла с начала работы крупных электрических станций с целью поддержания баланса активной мощности. Рост актуальности такой задачи возник с развитием рынков электрической энергии и мощности, для которых планирование потребляемой энергии является основой для формирования экономической части функционирования единой электроэнергетической системы нашей страны.

Пики потребляемой мощности определенных типов потребителей электроэнергии являются легко предсказуемыми. Освещение, которое занимает значительную часть потребляемой электрической мощности, более активно в ночное время и зимний период, когда световой день минимален. Также значительные перепады температуры как в отрицательную, так и положительную сторону способствуют повышению нагрузок за счёт использования обогревательных приборов и систем кондиционирования соответственно. Однако,

огромное количество непредсказуемых факторов способно нарушить баланс потребляемой и генерируемой мощности системы, что способно вызвать дисбаланс со значительными финансовыми потерям, а иногда и системную аварию. Графики потребляемой энергии крупных промышленных предприятий более предсказуемы ввиду планирования при закупке электроэнергии и мощности на оптовом рынке, а также заключении договоров с потребителями-регуляторами, но они также могут вносить возмущения в единую электроэнергетическую систему.

В свою очередь, генерирующие станции также оказывают существенное влияние на баланс системы. Наиболее значительный объем потребления покрывается выработкой энергии на гидроэлектростанциях (ГЭС). Однако существует неопределенность прогноза стока воды в реках, что может менять максимальную генерирующую мощность до 50%.

Разумеется, в энергосистеме существуют запас резервной мощности для компенсации уменьшения потока ГЭС, изменения нагрузок потребителей и пр. флуктуаций энергосистемы. Однако использования резервов мощностей связано со значительными финансовыми потерями, поэтому точное прогнозирование нагрузок и становится важной задачей.

Особенное влияние на баланс энергосистемы оказывает развитие альтернативной энергетики в виде солнечных батарей и ветрогенераторов. Генерация такого типа является наименее устойчивой, так как регулируется за счёт внешних факторов (солнце и ветер, соответственно). Источники, исследовавшие данную проблему, сходятся на мнении, что доля альтернативной генерации в совокупной мощности взаимосвязанной энергосистемы не должна превышать 30%.

В статье [73] рассмотрены проблемы, с которыми сталкивается энергосистема Китая при высокой доле источников альтернативной генерации в системе.

На рисунке 2.2 представлено сравнение графиков электропотребления ОЭС Сибири в типовой рабочий день в летнем (28 июля 2020г.) и зимнем (26 января 2020г.) месяце [18].

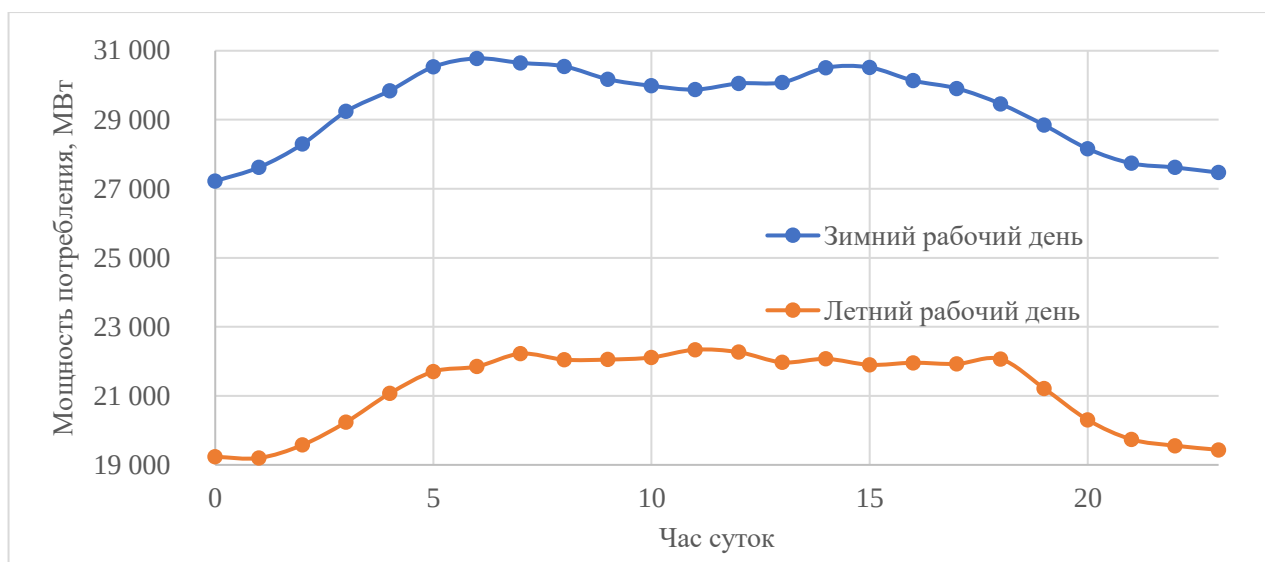


Рисунок 2.2 – суточные графики нагрузок

Из рисунка 2.2 можно сделать вывод о том, что в энергосистеме в течение суток присутствуют часы максимального электропотребления ОЭС. В течение суток выделены часы совмещенного максимума нагрузки [84], в которые измеряется максимальное электропотребление для потребителей и определяется мощность, которая оплачивается по итогам месяца (6-й час 26 января 2020г. и 11-й час 28 июля 2020г.). График электропотребления для КС «Парабель» представлены на рисунке 2.3.

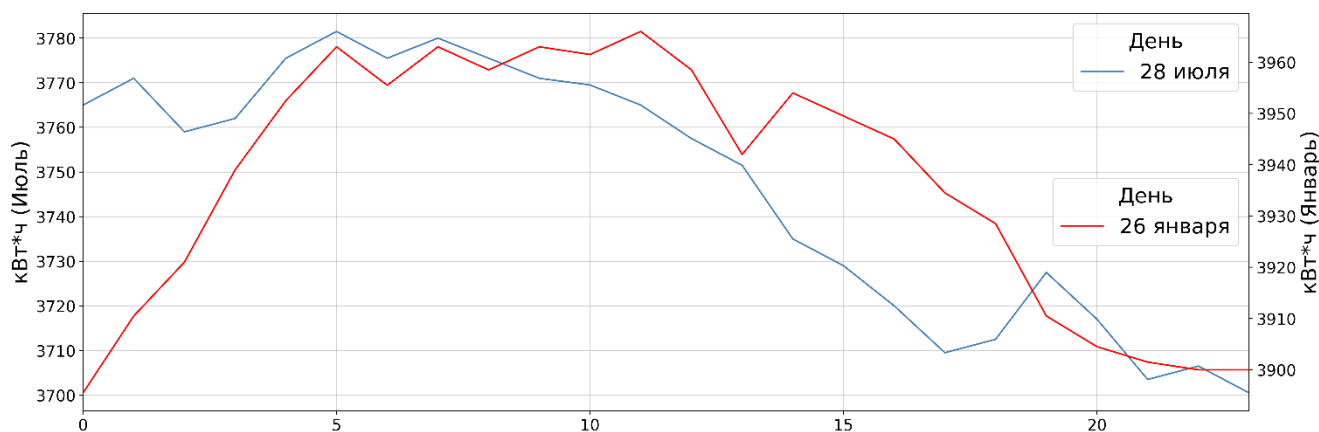


Рисунок 2.3 – электропотребление КС «Парабель»

Параметры электропотребления в указанные сутки представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – параметры электропотребления КС «Парабель»

Сутки	Максимальное электропотребление, кВт*ч	Минимальное электропотребление, кВт*ч	Разница, кВт*ч
26 января 2020г.	3781,5	3700,5	81,0
28 июля 2020г.	3966,0	3895,5	70,5

Согласно таблице 2.1 разница между максимальным и минимальным электропотреблением составляет 81 кВт*ч и 70,5 кВт*ч для суток в январе и июле соответственно. При стоимости мощности 807395,0 руб/МВт стоимость каждого кВт*ч при регулировании электропотребления в часы совмещенного максимума составит 807 руб\кВт*ч.

2.2.2. Методология прогнозирования электропотребления

Одними из важнейших факторов поддержания работоспособности сложноразветвленной электроэнергетической системы является высокий уровень наблюдаемости и, как следствие, возможность достаточного точного прогноза её работы.

В техническом плане для существования электроэнергетической системы (ЭЭС) необходимо поддержание ряда параметров, таких как частота, напряжение и т.д. Стоит заметить, что частота и напряжение в системе напрямую связаны с балансом мощности в системе. Различие регулирования частоты и напряжения состоит в том, что частота должна являться общей для всей системы, а напряжение может быть разным в каждой точке системы, следовательно, регулировать его также нужно локально. График частоты в ОЭС Сибири на 01 марта 2022г. представлен на рисунке 2.4 [83].

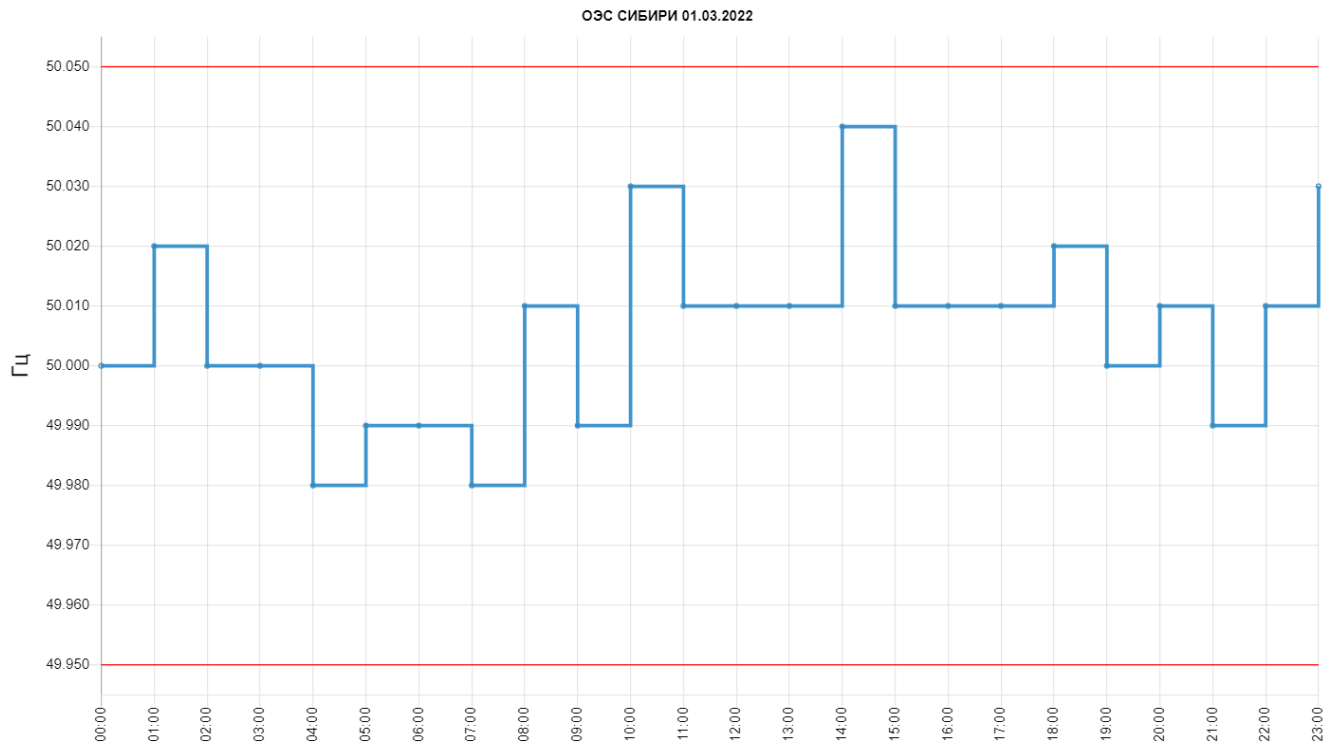


Рисунок 2.4 – частота в ОЭС Сибири

Важнейшим параметром для поддержания работоспособного состояния ЭЭС является системная частота. Свойствами существующей энергосистемы является непрерывность производства и потребления электроэнергии, а также невозможность запасания электроэнергии в промышленных масштабах, поэтому контроль частоты является необходимым для определения соответствия количественного значения спроса генерируемой электроэнергии. В РФ номинальным значением частоты является 50 Гц, и это значение непрерывно регулируется системным оператором единой электроэнергетической системы РФ, для выявления и предупреждения аварийных ситуаций.

Отклонение частоты энергосистемы является следствием нарушения баланса активной мощности. Уравнения этих балансов выглядят следующим образом (2.1):

$$P_{\text{раб}} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{с}} + P_{\text{сн}} = P_{\text{потр}}, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{раб}}$ – рабочая мощность системы (суммарная мощность, которую вырабатывают все генераторы системы)

$P_{\text{н}}$ – мощность активной нагрузки системы (суммарная мощность всех потребителей)

ΔP_c – полные потери мощности в энергосистеме на пути от генерации до потребления.

$P_{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды электростанций.

Крупные централизованные генераторы электрических станций являются источниками как активной, так и реактивной мощности. Дополнительно активную мощность вырабатывают источники альтернативной энергии, такие как ветрогенераторы, солнечные батареи, приливные станции и т.д.

Отношения между крупными компаниями в части генерации и потребления электроэнергии регулируются на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). На ОРЭМ присутствуют генерирующие компании, сбытовые организации, операторы импорта и экспорта, крупные потребители, а также сетевые компании, которые закупают электроэнергию для покрытия потерь на её передачу.

Внутри ценовой зоны электроэнергия может продаваться либо по регулируемым ценам, которые определяются договором, либо по нерегулируемым ценам, определяемым на конкурентной основе на рынке на сутки вперед (РСВ), на балансирующем рынке (БР), либо в рамках свободных договоров.

РСВ за сутки до поставки определяет плановые объемы производства и потребления, однако фактическое потребление неизбежно отличается от планового. Торговля отклонениями фактических объемов производства/потребления от плановых осуществляется в режиме реального времени на балансирующем рынке. При этом за каждые 3 часа до часа фактической поставки системный оператор (АО «СО ЕЭС») проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом уточненного прогнозного потребления в энергосистеме, экономической эффективности изменения загрузки станций и требований системной надежности.

Соответственно, как для заключения долгосрочных договоров по твердым ценам, так и для регулирования цен на РСВ и БР, необходимо прогнозирование графика нагрузки энергосистемы – долгосрочное и оперативное соответственно.

Существует следующая классификация прогнозирования электропотребления в ЕЭС по величине горизонта прогноза:

1. Оперативное прогнозирование. Производится для участников ОРЭМ с упреждением от 15 до 60 минут.
2. Краткосрочное прогнозирование. С упреждением от часа до недели вперед.
3. Среднесрочное прогнозирование. От недели до года вперед.
4. Долгосрочное прогнозирование. От года до 20 лет вперед. Долгосрочное прогнозирование чаще всего применяется для установки тарифов для населения.

Впервые необходимость прогнозирования возникла в СССР после реализации плана ГОЭЛРО. Начиная с 20-х годов применялся для прогнозирования нагрузок, т.н. метод «прямого счета», который брал за основу удельный расход энергии на каждый отдельный вид народного хозяйства. Для такого расчета необходима информация об уровне развития каждого вида хозяйства и удельное электропотребление на каждую единицу продукции. Тенденция изменения потребления отслеживается ретроспективным наблюдением за прошедшими периодами. Итоговая величина потребления электрической мощности в энергосистеме определялась выражением [32] (2.2):

$$W(t) = \sum_{i=1}^n B_i(t)b_i, \quad (2.2)$$

где n – число групп потребителей, $B_i(t)$ – плановый объем продукции отрасли на $(n+1)$ год; b_i плановый удельной расход электроэнергии на $(n+1)$ год.

Данный расчет демонстрирует точность около 10% при пятилетнем планировании с учетом того, что на практике потребители рассчитывается по укрупненным группам (транспорт, сельское и коммунальное хозяйство, фабрично-заводская нагрузка). Для всей энергосистемы такое прогнозирование показывало удовлетворительную точность.

Для краткосрочного прогнозирования наиболее эффективным способом являются статистические методы. На основе ретроспективных данных об электропотреблении за несколько лет вычисляется закономерность роста нагрузок, далее график экстраполируется на следующий временной период.

Как правило, нагрузки зависят от сезона, климата, территориального расположения субъекта, для которого производится прогноз электропотребления. Поэтому статистические данные должны быть нормированы. Нормирование производится с использованием следующего выражения (2.3):

$$P = P_{\text{факт}} \left[\left(1 + \frac{\partial P}{\partial \tau} \Delta \tau \right) + \left(1 + \frac{\partial P}{\partial H} \Delta H \right) \right], \quad (2.3)$$

где $P_{\text{факт}}$ – фактическая нагрузка энергосистемы

$\frac{\partial P}{\partial \tau}$ – зависимость изменения электропотребления на единицу изменения температуры

$\frac{\partial P}{\partial H} \Delta H$ – зависимость изменения электропотребления на единицу естественной освещенности

$\Delta \tau, \Delta H$ – среднестатистическое отклонение от среднего значения температуры и освещенности соответственно [41].

2.2.3. Современные методы прогнозирования электропотребления

Методы прогнозирования электропотребления, в современной электроэнергетике, представлены на рисунке 2.5 [64].



Рисунок 2.5 – методы прогнозирования электропотребления

Ввиду того, что интервал прогнозирования, период упреждения и влияющие факторы определяются однозначно для исследуемого объекта, основной задачей для построения качественного прогноза является выбор наиболее эффективного по критерию минимума ошибки прогноза математического аппарата.

Самыми распространенными методами прогнозирования электрических нагрузок являются фактографические. Основой фактографических методов являются ретроспективные и текущие данные об электропотреблении. Чаще всего фактографические методы делят на статистические методы прогнозирования и структурные модели объектов прогноза. Статистические методы являются самыми простыми в применении, и поэтому самыми частыми в использовании. В основе статистических методов лежит математическая статистика. Статистические методы начали применяться с момента начала функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности, когда не было накоплено достаточно данных. На сегодняшний день количество накопленных данных об электропотреблении и факторах, влияющих на электропотребление, позволяет использовать более сложный математический аппарат для обработки статистических данных. Для решения задачи среднесрочного прогнозирования электропотребления КС МГ рассмотрим статистические методы прогнозирования:

1. Методы моделирования. Вероятностное моделирование необходимо при прогнозирования временного ряда, который обусловлен наличием множества случайных и хаотичных процессов. Наиболее часто применяемыми методами вероятностного моделирования для прогнозирования электропотребления являются критерий Байеса и метод статистического градиента [51]. Однако очень узкая область применения вероятностных методов обусловлена требованиями к прогнозируемому временному ряду: временной ряд должен быть стационарен. Имитационное моделирование основано на системном подходе, который отображает основные связи электропотребления с экономическим ростом потребителя, расширением производства, а также учитывать долгосрочный план развития предприятия. Такие методы используются для долгосрочного

прогнозирования крупных кластеров электропотребления [121], а также энергосистем [13].

2. Частотный анализ используется для разложения временного ряда электропотребления на детерминированную и случайную составляющие [44]. Такие методы позволяют выделить периодическую составляющую из временного ряда, что позволяет выполнять краткосрочные прогнозы ввиду учёта малого числа факторов, влияющих на электропотребление в долгосрочной перспективе. В связи с развитием математических моделей и повышением требований к величине ошибки прогнозирования данные методы на сегодняшний день чаще используются как вспомогательные для разложения временного ряда на составляющие [59].

3. Регрессионные методы позволяют строить прогнозы на основе зависимости электропотребления от внешних или внутренних факторов, используя линейные и не линейные зависимости. Ввиду зависимости электропотребления от нескольких переменных модели на основе регрессионных методов позволяют прогнозировать резкие изменения электропотребления при изменении внешних факторов, а также учитывать выходные и праздничные дни при прогнозе. Основной задачей при построении модели прогнозирования электропотребления на основе регрессионных методов является анализ потребителя электроэнергии для определения внешних и внутренних факторов, влияющих на электропотребление, а также прогнозирование внешних факторов на необходимый горизонт прогноза [38]. Отдельно из числа моделей на основе регрессии стоит выделить модели на основе классификационно-регрессионных деревьев [85]. Данные модели для определения значения целевой функции создают необходимое число условных операторов, в зависимости от которых функция принимает определенное значение. Применение регрессионных деревьев для прогнозирования электропотребления предприятия горной промышленности описано в [7].

4. Адаптивные методы являются наиболее часто используемыми при прогнозировании электропотребления [15; 24]. Согласно теореме Волда [112], если процесс, отражаемый временным рядом, стационарен, то его можно с заданной

точностью задать процессом скользящего среднего конечного порядка. Модель скользящего среднего (МА-модель) определяется следующим выражением (2.4).

$$X_t = \sum_{j=0}^q b_j \varepsilon_{t-j}, \quad (2.4)$$

где ε_t – белый шум, b_j – коэффициенты (параметры) модели.

Тем не менее такой способ иногда потребовал бы очень большого порядка модели. Сократить количество параметров модели позволяют модели ARMA, которые дополняют МА-модели авторегрессионной частью (AR).

Авторегрессионные модели являются одним из самых эффективных методов анализа и прогнозирования одномерных временных рядов, которые представлены в виде электрических нагрузок и цен на электроэнергию, поскольку эти данные имеют явно выраженную сезонность, следовательно, значения временного ряда в данный момент линейно зависят от предыдущих значений этого же ряда. Авторегрессионная модель порядка p определяется в уравнении (2.5):

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p a_i X_{t-i} + \varepsilon_t, \quad (2.5)$$

где a – коэффициенты авторегрессии, c – постоянная [95].

Для нестационарных временных рядов модель ARMA расширяется применением интегрированных или разностно-стационарных временных рядов. Такая модель называется моделью Бокса-Дженкинса или моделью ARIMA. В практических применениях адаптивных моделей для прогнозирования электропотребления предприятий модели Бокса-Дженкинса используются чаще всего [10]. Такие модели используются для прогнозирования электропотребления с выраженной сезонностью и трендом и могут использоваться как для краткосрочного, так и среднесрочного прогнозирования. Ограничением для моделей данного типа является трудоёмкий подбор параметров модели, а также требования к прогнозируемому временному ряду в виде стационарности.

5. Отдельно среди адаптивных моделей следует выделить нейронные сети, математический аппарат которых в последнее время позволяет получать наиболее эффективные результаты при оперативном и краткосрочном прогнозировании [3; 31; 33]. Нейронные сети способны более точно предсказывать

резкие изменения электропотребления. Однако нейронные сети имеют ряд недостатков: для обучения нейронной сети требуется значительный набор данных [40] (точное количество измерений для нейронной сети зависит от исследуемого временного ряда и структуры нейронной сети, но не менее нескольких лет почасовых измерений электропотребления), который на сегодняшнем этапе цифровизации промышленности не доступен для большинства потребителей электроэнергии; нейронные сети требуют точной настройки параметров, а их обучение занимает значительное время, однако при изменении параметров электропотребления (установке нового оборудования, адаптация алгоритма для других потребителей) нейронную сеть необходимо обучать заново. Основным недостатком нейронных сетей для прогнозирования электропотребления на средне- и долгосрочном периоде является принцип пошагового прогноза, в котором при каждом последующем шаге прогнозирования накапливается ошибка прогноза, что делает модели нейронных сетей малоэффективными при среднесрочном прогнозировании [7].

На основе проведенного анализа в диссертационном исследовании для целей среднесрочного прогнозирования электропотребления выбраны для сравнения модели ARIMA и модель на основе регрессионных деревьев.

2.2.4. Методы определения факторов, влияющих на электропотребление

Модели прогнозирования электропотребления, как фактографические, так и экспертные строятся не только на наблюдениях самого временного ряда, но также и на совокупности внешних факторов, влияющих на электропотребление. Электропотребление зависит от множества факторов, влияющих на него в разной степени. Если более детально произвести классификацию факторов, влияющих на суммарное электропотребление, то можно выделить следующие категории:

1. Имеющие определенную периодичность (циклические), такие как время дня (час суток), день недели и социальная значимость дня недели, т.е. является ли день выходным, праздничным или предпраздничным. Также

циклическими являются метеорологические факторы: температура, длительность светового дня, время заката и восхода солнца.

2. Зависящие от естественных причин и не имеющие установленного цикла, такие как длительность отопительного периода, план производства крупных промышленных предприятий, наличие в сети источников альтернативной генерации, ввод в эксплуатацию крупных потребителей электроэнергии. Большинство из этих факторов могут быть спрогнозированы, однако они меняются не циклично, что усложняет алгоритм прогнозирования. Также естественными являются такие метеорологические факторы как скорость ветра, давление, влажность воздуха, количество осадков и пр.

3. Случайные события, которые невозможно заранее предвидеть и которые вносят существенные нарушения в систему, такие как аварии на крупных производственных объектах, либо на объектах генерации, передачи и распределения электроэнергии. Также к случайным событиям можно отнести резкие перепады температуры (чаще всего с переходом через 0) и давления.

Для определения сферы применения накопленной ретроспективной информации об электропотреблении промышленного предприятия, рассмотрим схему на рисунке 2.6:

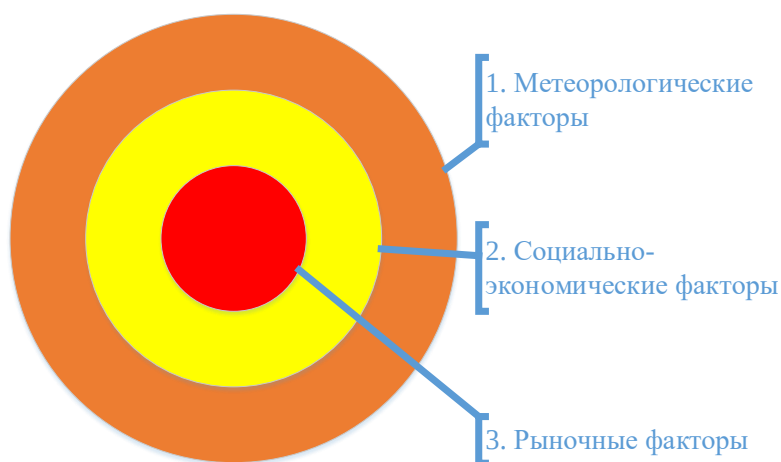


Рисунок 2.6 – этапы формирования прогноза электропотребления

1. Первым шагом в прогнозе электропотребления является построение зависимости электрических нагрузок от метеорологических факторов: продолжительности светового дня, который может зависеть от времени года, величины осадков и пр.; температура воздуха, количество осадков и пр.

2. Следующим этапом является определение социально-экономических факторов: выходной день, праздник или специальное мероприятие могут изменить профиль нагрузки.

3. После того как определены социально-экономические и метеорологические факторы, влияющие на график электрических нагрузок, производится анализ рыночной среды. Определенные сигналы рынка могут стимулировать электропотребление, либо, напротив, сделать экономически нецелесообразным.

Для исследования степени зависимости электропотребления от внешних факторов используется корреляционный анализ. Корреляция - статистическая взаимосвязь двух или более случайных величин (либо величин, которые можно с некоторой допустимой степенью точности считать таковыми). При этом изменения значений одной или нескольких из этих величин сопутствуют систематическому изменению значений другой или других величин [79]. Некоторые виды коэффициентов корреляции могут быть положительными или отрицательными. В первом случае предполагается, что мы можем определить только наличие или отсутствие связи, а во втором — также и её направление. Если предполагается, что на значениях переменных задано отношение строгого порядка, то отрицательная корреляция — корреляция, при которой увеличение одной переменной связано с уменьшением другой. При этом коэффициент корреляции будет отрицательным. Положительная корреляция в таких условиях — это такая связь, при которой увеличение одной переменной связано с увеличением другой переменной. Возможна также ситуация отсутствия статистической взаимосвязи — например, для независимых случайных величин. Для определения линейной зависимости между величинами был введен линейный коэффициент корреляции (или коэффициент корреляции Пирсона), который разработали Карл Пирсон, Фрэнсис

Эджуорт и Рафаэль Уэлдон в 90-х годах XIX века. Коэффициент корреляции рассчитывается по формуле [21] (2.6):

$$r_{XY} = \frac{cov_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{\sum (X - \bar{X})(Y - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X - \bar{X})^2 \sum (Y - \bar{Y})^2}}, \quad (2.6)$$

где $\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n X_t$, $\bar{Y} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n Y_t$ - средние значения выборок X и Y соответственно.

Коэффициент корреляции изменяется в пределах от минус единицы до плюс единицы.

2.3. Выводы по главе 2

1. Выполнен анализ формирования, а также методов регулирования стоимости электроэнергии и мощности для КС МГ. Приведено обоснования необходимости участия в программе по управлению спросом, а также снижения пиков электропотребления для увеличения эффективности электроснабжения КС. Обоснована необходимость прогнозирования электропотребления для снижения платы за электроэнергию и мощность.

2. Выполнен обзор существующих методов прогнозирования электропотребления, выявлены преимущества и недостатки каждого метода. Определено, что модель на базе регрессионных деревьев и ARIMA с учетом преимуществ их использования наиболее подходят для среднесрочного прогнозирования электропотребления компрессорной станции.

3. Описана необходимость использования внешних (экзогенных) факторов для повышения точности прогнозирования электропотребления. Для исследования линейной корреляции прогнозируемого временного ряда электропотребления КС МГ и экзогенных факторов выбран критерий Пирсона.

ГЛАВА 3 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

3.1. ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОСОБО ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 0,4 КВ КС МГ

Электротехнические комплексы КС МГ включают в свой состав электроприёмники, которые относятся к первой категории надежности, электроснабжение которых должно осуществляться от двух независимых взаимно резервируемых источников электроснабжения. Перерыв в электроснабжении таких электроприемников допускается только на время срабатывания АВР [63].

Для объектов системы газоснабжения ПАО «Газпром» обеспечение дополнительной надежности электроснабжения электроприемников первой категории надежности обеспечивается с использованием аварийных источников питания [78]. Аварийные источники питания ограничены по мощности, времени работы, количеству моторного топлива, времени запуска и приема нагрузки и могут резервировать питание электроприемников, отдельных комплексов электроприемников или отдельных технологических объектов. В качестве аварийного источника питания могут использоваться:

- аварийные дизельные электростанции;
- системы постоянного тока;
- агрегаты бесперебойного питания.

Конкретный тип источника, его параметры и характеристики выбираются на этапе выполнения проекта электроснабжения в соответствии с действующими в ПАО «Газпром» требованиями и правилами, в том числе с учетом технико-экономического обоснования. В таблице 3.1 указаны электроприемники КС, которые помимо двух независимых взаимно резервируемых источников

электроснабжения должны быть обеспечены агрегатом бесперебойного питания (СНЭЭ) для обеспечения надежного электроснабжения [61; 78].

Таблица 3.1 – требования электроприемников КС к надежности электроснабжения

Наименование электроприемника	Категория надежности электроснабжения	Источники питания				Допустимое время перерыва электроснабжения	Установленная мощность, кВт
		Основные	Резервные	Аварийные			
				Тип	Минимальное время работы		
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	ОГ-1*	Ввод 1 (0,4 кВ)	Ввод 2 (0,4 кВ)	АБП	0,5 ч	0 с	40
Оборудование КИП и А цеха	ОГ-1*	Ввод 1 (0,4 кВ)	Ввод 2 (0,4 кВ)	АБП	0,5 ч	0 с	10
Аварийное освещение цеха	ОГ-1*	Ввод 1 (0,4 кВ)	Ввод 2 (0,4 кВ)	АБП	0,5 ч	АВР	7

*- ОГ-1 - электроприемник или комплекс электроприемников особой группы 1-й категории.

Метод выбора схемы электроснабжения КС исходя из показателей надежности электроснабжения описан в [8].

Принципиальная однолинейная схем электроснабжения КС представлена на рисунке 3.1.

Из схемы электроснабжения на рисунке 3.1 можно сделать вывод о том, что внешнее электроснабжение КС «Парабель» осуществляется от двух взаимно резервируемых силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, расположенных в открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110/10 кВ, принадлежащем филиалу ПАО «МРСК Сибири» - Томской распределительной компании. Электроснабжение потребителей 0,4 кВ, для которых осуществляется расчет надежности электроснабжения, осуществляется от двух независимых взаимно резервируемых трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 400 кВА (ячейки 12 и 15). В распределительном устройстве 0,4 кВ расположено устройство автоматического ввода резерва (АВР), обеспечивающее подачу напряжения от резервирующего ввода при нарушении электроснабжения от основного. Схема

электроснабжения потребителей 0,4 кВ КС «Парабель» соответствует требованиям, предъявляемым электроприемникам первой категории надежности.

Существует ряд методов расчета надежности систем электроснабжения: метод последовательной редукции сети и метод Ньютона [101], методы структурного анализа сложных схем и использование их для оценки надежности, логико-вероятностный метод, метод деревьев отказов, метод Марковского моделирования и другие [17; 54]. Для расчета надежности электроснабжения электроприёмников 0,4 кВ КС использован общий логико-вероятностный метод (ОЛВМ) как основа для автоматизированного структурно-логического моделирования (АСЛМ) [90]. Преимуществом ОЛВМ является то, что он может быть использован для оценки надежности системы любой сложности путём построения структурной функции. Для оценки надежности электроснабжения КС использован программный комплекс «Арбитр» [42].

Отличием АСЛМ от других методов является то, что при расчетах в вероятностной функции для оценки коэффициента готовности используются коэффициенты готовности вместо вероятностей безотказной работы. Алгоритм расчета представлен в [42]. В упрощенном виде однолинейная схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ КС представлена на рисунке 3.2.

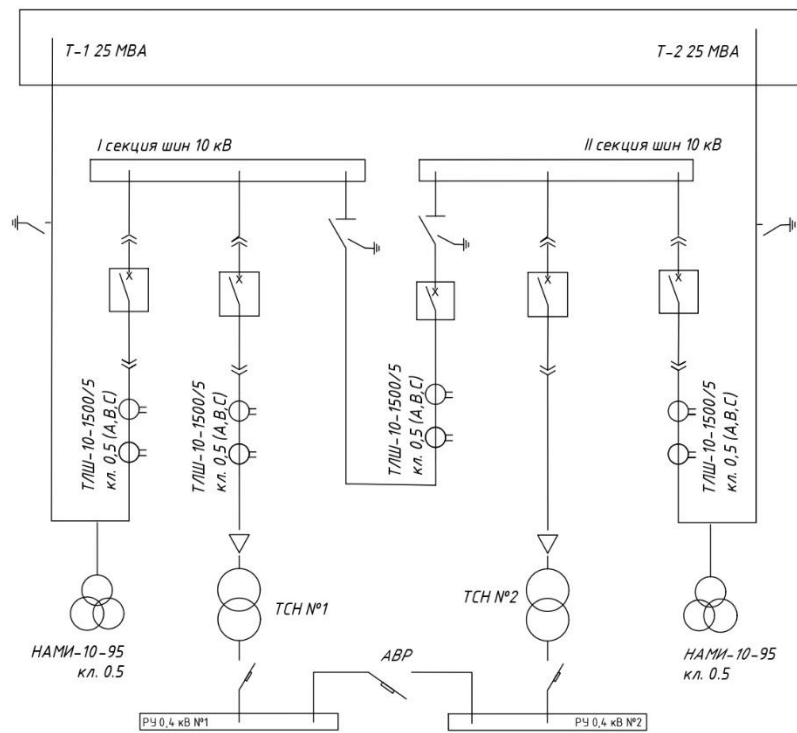


Рисунок 3.2 – однолинейная схема электроснабжения электроприемников 0,4 кВ КС МГ

Для использования ОЛВМ в расчете надежности представленной на рисунке 3.2 системы однолинейная схема была преобразована в структурную блок-схему, отражающую взаимодействие элементов системы, которая называется схемой функциональной целостности (СФЦ), представленную на рисунке 3.3.

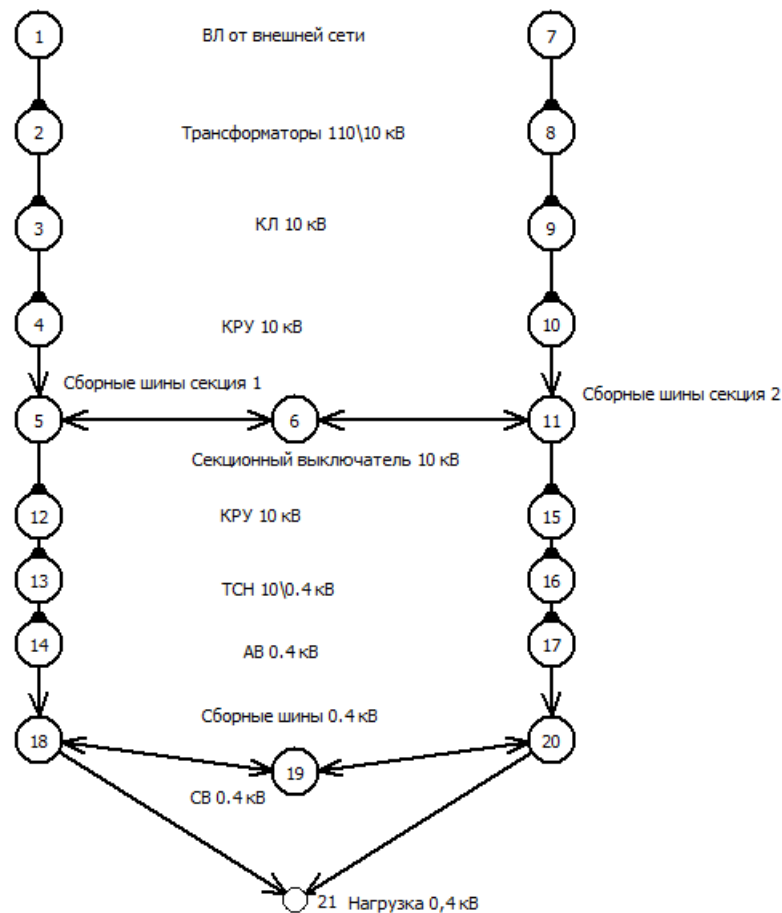


Рисунок 3.3 – схема функциональной целостности

Элементы СФЦ:

- большой круг с номером внутри – функциональная вершина, характеризующая события или элементы системы;
- ребра (дуги) – взаимодействие между элементами;
- маленький круг с номером снаружи – фиктивная вершина, отражающая промежуточное или конечное событие, надежность которого оценивается в расчете.

Элементы системы электроснабжения КС, представленные на рисунке 3.3, характеризуются величинами T_{oi} (средняя наработка на отказ элемента системы, год) и T_{vi} (среднее время восстановления элемента, час). Справочные характеристики элементов системы приведены в таблице 3.2 [1; 6; 16].

Таблица 3.2 – функциональные вершины СФЦ

Наименование элемента	T_{oi} , год	T_{vi} , час	Источник
ВЛ 110 кВ	14,3	14	Справочные данные
Тр-р силовой 110 кВ	40	70	
КЛ 10 кВ	10	48	
Выключатель элегазовый	45,5	11	
Шины 10 кВ, секция 1	33,3	7	
СВ 10 кВ	45,4	11	
ВЛ 110 кВ	14,3	14	
Тр-р силовой 110 кВ	40	70	
КЛ 10 кВ	10	48	
Выключатель элегазовый	45,5	11	
Шины 10 кВ, секция 2	33,3	7	
Выключатель элегазовый	45,5	11	
ТСН	25	24	
АВ 0,4 кВ	4	3	
Выключатель элегазовый	45,5	11	
ТСН	25	24	
АВ 0,4 кВ	4	3	
Шины 0,4 кВ	33,3	7	
СВ 0,4 кВ	4	3	
Шины 0,4 кВ	33,3	7	

Наработка всей системы рассчитывается с 2009 года, в котором КС введена в эксплуатацию. Алгоритм расчета параметров надежности системы электроснабжения описан в [19; 19; 90]. Результаты расчета надежности электроснабжения электроприёмников 0,4 кВ КС до внедрения СНЭЭ представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – результаты расчета надежности электроснабжения электроприёмников 0,4 кВ до внедрения СНЭЭ

Параметр	Вероятность безотказной работы восстанавливаемой системы
Значение	0,9922

Также произведен расчет значимости влияния каждого элемента на общую надежность системы. В общем случае значимость элементов системы для

бесперебойного электроснабжения исследуемого объекта (потребителе 0,4 кВ) рассчитывается по следующей формуле (3.1):

$$\xi_i = P_c^{P_i=1} - P_c^{P_i=0}, \text{ при } i = 1, 2, \dots, n, \quad (3.1)$$

где P_i – вероятность безотказной работы элемента i ,

n – количество элементов в системе,

$P_c^{P_i=1}$ – вероятность безотказной работы системы при условии абсолютной надёжности элемента i ,

$P_c^{P_i=0}$ – вероятность безотказной работы системы при условии отказа элемента i .

Значимость каждого элемента системы для надёжности особо ответственных потребителей 0,4 кВ КС представлена на рисунке 3.4.

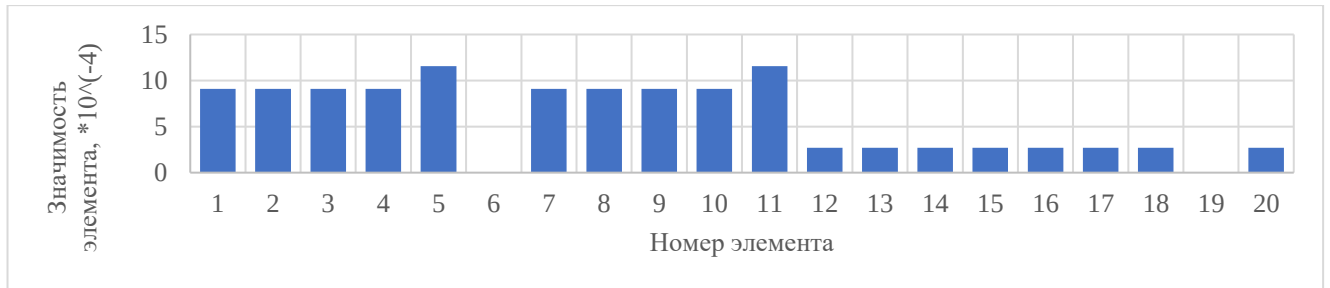


Рисунок 3.4 – оценка значимости элементов системы

Положительное влияние элементов заключается в изменение вероятности безотказной работы потребителей 0,4 кВ при абсолютной надёжности элемента. Расчет положительного влияния производится по следующей формуле (3.2):

$$\beta_i^+ = P_c^{P_i=1} - P_c, \text{ при } i = 1, 2, \dots, n, \quad (3.2)$$

где P_i – вероятность безотказной работы элемента i ,

P_c – вероятность безотказной работы системы,

n – количество элементов в системе,

$P_c^{P_i=1}$ – вероятность безотказной работы системы при условии абсолютной надёжности элемента i .

Оценка положительного влияния каждого элемента системы на надёжность рассматриваемого элемента системы (потребителей 0,4 кВ) представлена на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – положительный вклад элементов системы в надежность

Отрицательное влияние элементов заключается в изменение вероятности безотказной работы потребителей 0,4 кВ при отказе элемента. Расчет положительного влияния производится по формуле 3.3:

$$\beta_i^- = P_c^{P_i=0} - P_c, \text{ при } i = 1, 2, \dots, n, \quad (3.3)$$

где P_i – вероятность безотказной работы элемента i ,

P_c – вероятность безотказной работы системы,

n – количество элементов в системе,

$P_c^{P_i=0}$ – вероятность безотказной работы системы при условии отказа элемента i .

Положительное и отрицательное влияние можно интерпретировать как необходимость затрат на повышение надежности конкретного элемента системы электроснабжения. Оценка отрицательного влияния каждого элемента системы на общую надежность системы представлена на рисунке 3.6.

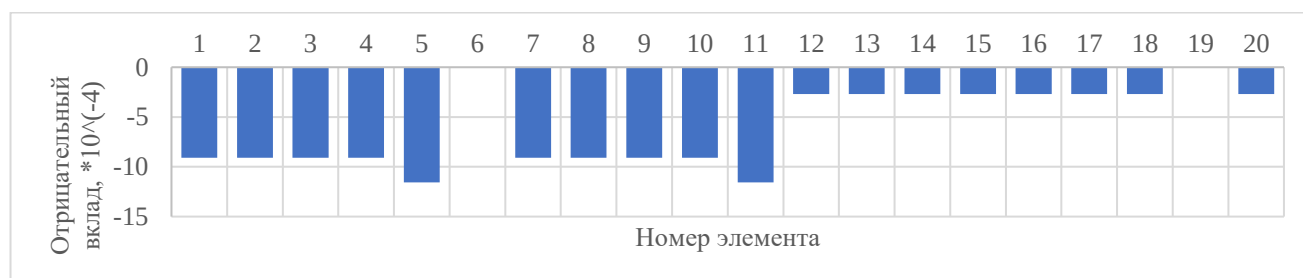


Рисунок 3.6 – отрицательный вклад элементов системы в надежность

Из анализа рисунков выше можно сделать вывод о том, что наибольшую значимость для безотказной работы потребителей 0,4 кВ КС имеют сборные шины 10 кВ, также они имеют наибольший отрицательный вклад в надежность системы. Наибольший положительный вклад имеют КЛ 10 кВ.

Рассмотрим возможности повышения вероятности безотказной работы восстанавливаемой системы с использованием СНЭЭ, установленных непосредственно на уровне напряжения 0,4 кВ. Накопители электроэнергии могут выполнять роль резервного источника электроснабжения и обеспечивать питанием особо ответственных потребителей. Также возможно использование СНЭЭ для компенсации провалов и скачков напряжения в сети электроснабжения потребителя. В качестве источника резервного электроснабжения лучше всего подходят литий-ионные аккумуляторные батареи за счет высокой надежности и быстрого ввода в работу [86].

Энергоёмкость СНЭЭ должна покрывать установленную мощность оборудования, для которого СНЭЭ будет выполнять функции резервного источника электроснабжения: нормированная выходная мощность не менее 57 кВт, общая продолжительность рабочего цикла – не менее 0,5 ч (согласно таблице 3.5) [23].

Ввод СНЭЭ в существующую СФЦ представлен дополнительной функциональной вершиной на рисунке 3.7.

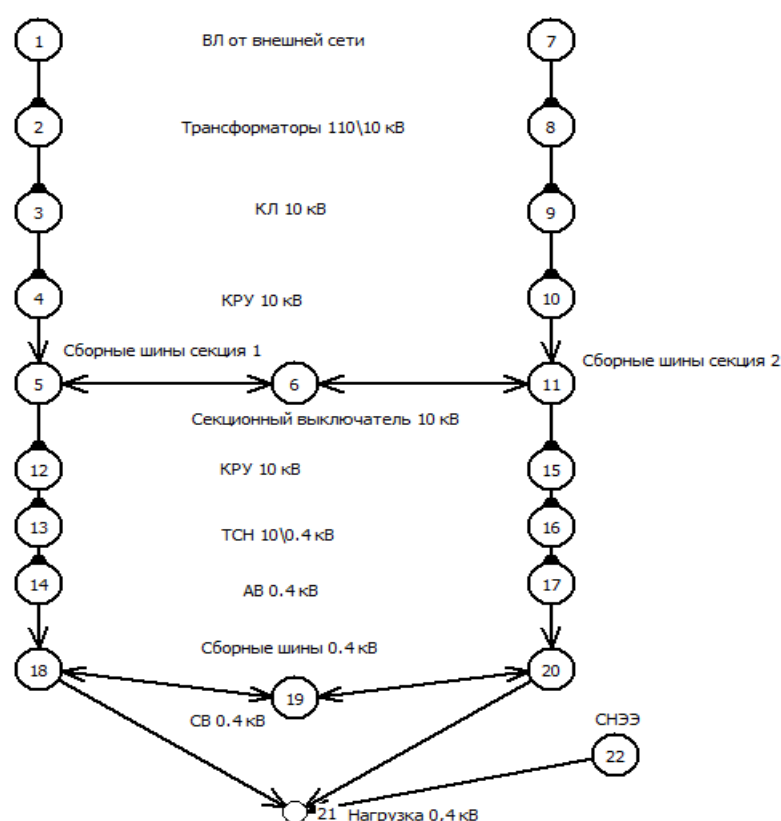


Рисунок 3.7 – схема функциональной целостности после внедрения СНЭЭ

Расчет параметров надёжности системы до и после добавления СНЭЭ представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – параметры надёжности системы после внедрения СНЭЭ

Параметр	Вероятность безотказной работы элемента
До установки	0,9922
После установки	0,9999
Изменение	0,0077

Вероятность безотказной работы потребителей 0,4 кВ до установки СНЭЭ ниже требуемого показателя надёжности для электроснабжения от централизованных систем (0,996). После установки СНЭЭ вероятность безотказной работы превышает требуемый показатель надёжности и также превышает целевой показатель надёжности (0,9997) [88]. В связи с требованием бесперебойного электроснабжения электроприемников, относящихся к первой особой категории надёжности, при снижении вероятности безотказной работы ниже требуемого уровня [22] рекомендуется проведение испытаний элементов системы электроснабжения, чтобы принять решение о дальнейшей эксплуатации либо проведении ремонта. Результаты зависимости вероятности безотказной работы потребителей 0,4 кВ от времени наработки системы представлены на рисунке 3.8.

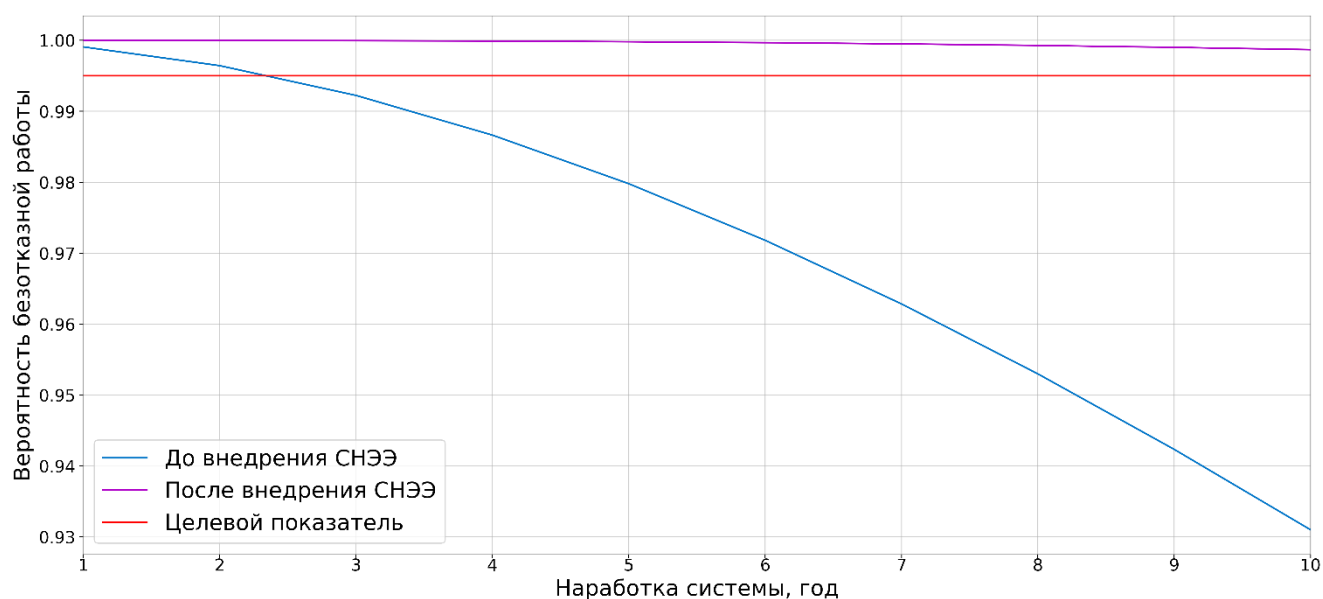


Рисунок 3.8 - зависимость вероятности безотказной работы потребителей 0,4 кВ от времени наработки системы

Из результатов, представленных на рисунке 3.8 можно сделать вывод, что при отсутствии источника бесперебойного питания (СНЭЭ) для электроснабжения особо ответственных потребителей 0,4 кВ в течение двух лет эксплуатации системы электроснабжения требуется проведение планово-профилактических испытаний и текущего ремонта.

Расчет изменения положительного и отрицательного вкладов элементов в надежность особо ответственных потребителей 0,4 кВ, а также значимости элементов системы после внедрения СНЭЭ представлены на рисунках 3.9-3.11.



Рисунок 3.9 – положительный вклад элементов после внедрения СНЭЭ



Рисунок 3.10 – отрицательный вклад элементов после внедрения СНЭЭ

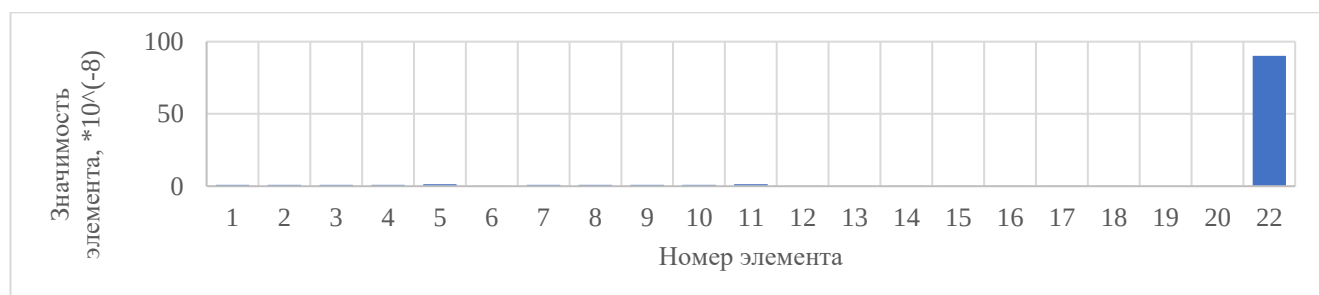


Рисунок 3.11 – значимость элементов после внедрения СНЭЭ

Исходя из результатов, приведенных на графиках, можно сделать вывод о том, что система накопления электроэнергии вносит наибольший положительный вклад в надежность электротехнического комплекса КС МГ. Также вероятность

безотказной работы системы увеличилась с 0,9922 до 0,9999 на 0,0077. В то же время для положительного вклада каждого элемента системы в общую надежность снизилось абсолютное значение влияния в связи с тем, что увеличилась общая надежность системы.

3.2. АНАЛИЗ ГРАФИКА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ КС

Одной из особенностей электроснабжения компрессорных станций на магистральных газопроводах является неравномерный график электропотребления, связанный с тем, что количество перекачиваемого газа и давление на приемном конце изменяется неравномерно в связи со случайным характером потребления газа. Основным фактором, определяющим работу КС, является график работы газоперекачивающих агрегатов, составляющих большую часть установленной мощности КС.

Характеристика графика электропотребления КС представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – характеристика графика нагрузки

Параметр	Значение
Среднее электропотребление, МВт*ч	5206,80
Среднеквадратичное электропотребление, МВт*ч	6077,37
Коэффициент формы	1,17
Максимальное электропотребление, МВт*ч	11937,62
Минимальное электропотребление, МВт*ч	0,00
Коэффициент максимума	2,29
Коэффициент заполнения графика	0,44
Коэффициент неравномерности дневного графика нагрузки	0,86
Коэффициент неравномерности недельного графика нагрузки	0,36

Ниже представлены графики почасового (рисунок 3.12) и среднемесячного (рисунок 3.13) электропотребления КС.

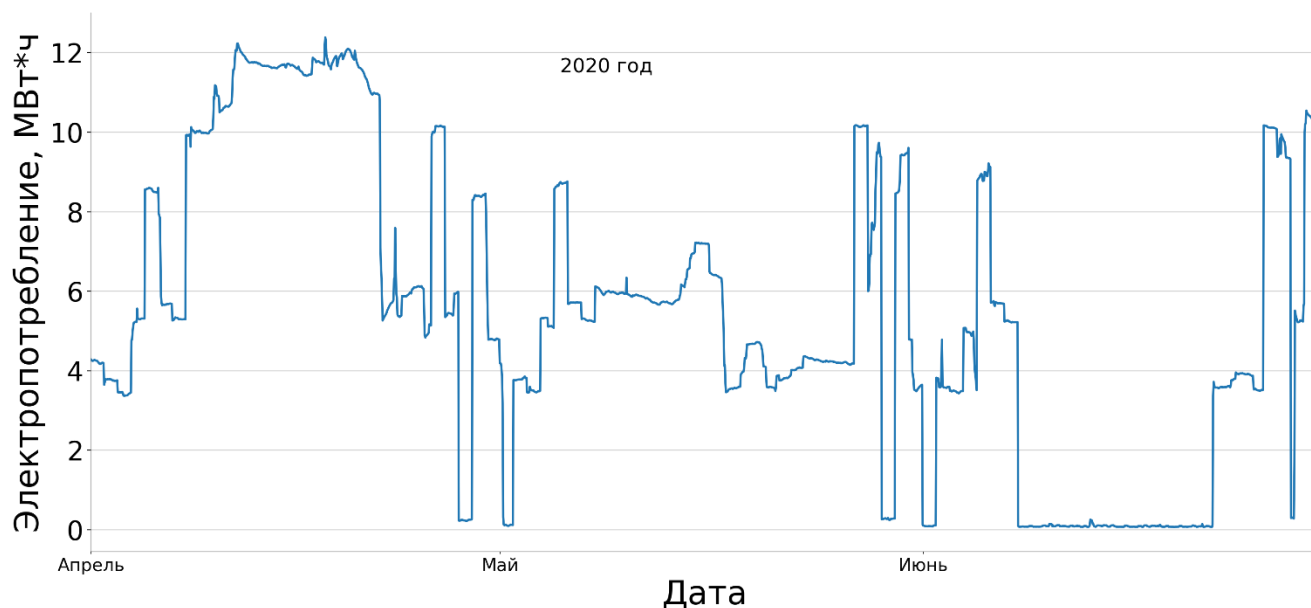


Рисунок 3.12 – график почасового электропотребления КС.

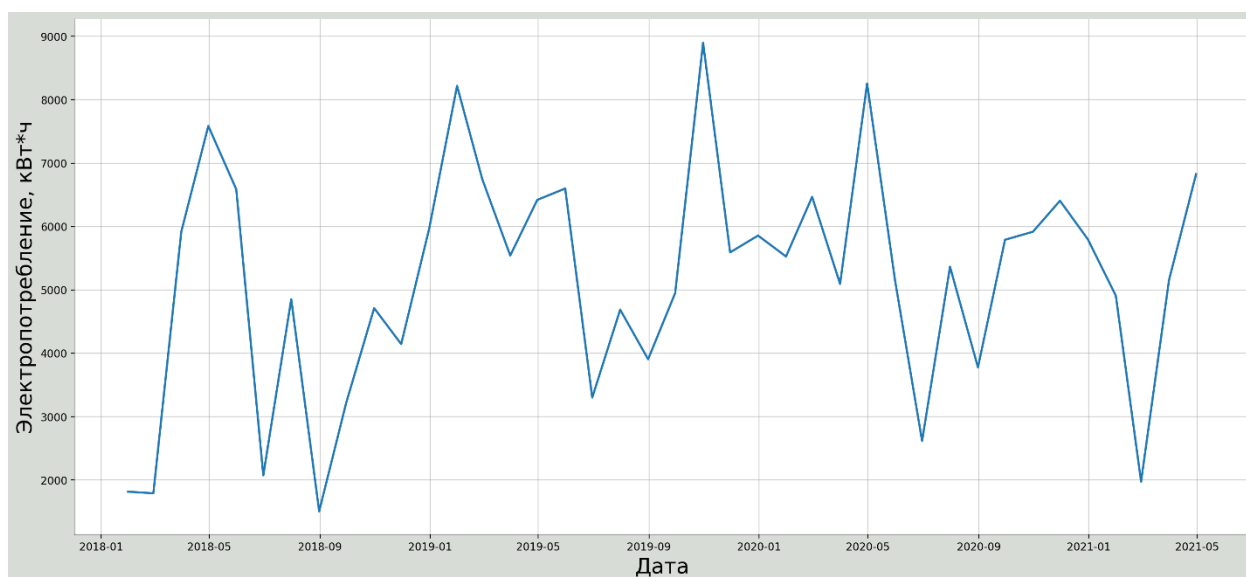


Рисунок 3.13 – график среднемесячного электропотребления КС.

Для удобства определения показателей, характеризующих график электропотребления, исходный график перестраивают, упорядочивая его по уровню электропотребления. Предприятия по компримированию газа характеризуются неравномерным графиком нагрузки с большим разбросом значений в зависимости от потребления газа у конечного потребителя. Поэтому, для прогнозирования электропотребления статистическими методами абсциссы P_i суточных графиков нагрузки предприятий МСК, их подстанций и распределительных пунктов могут рассматриваться как случайные величины, что

позволяет определить расчетное электропотребление предприятия статистическими методами. Для обоснования возможности применения статистического метода перестроим график электропотребления следующим образом (рисунок 3.14): по оси абсцисс откладывается электропотребление каждой ступени упорядоченного графика, а по оси ординат вероятность появления этого значения.

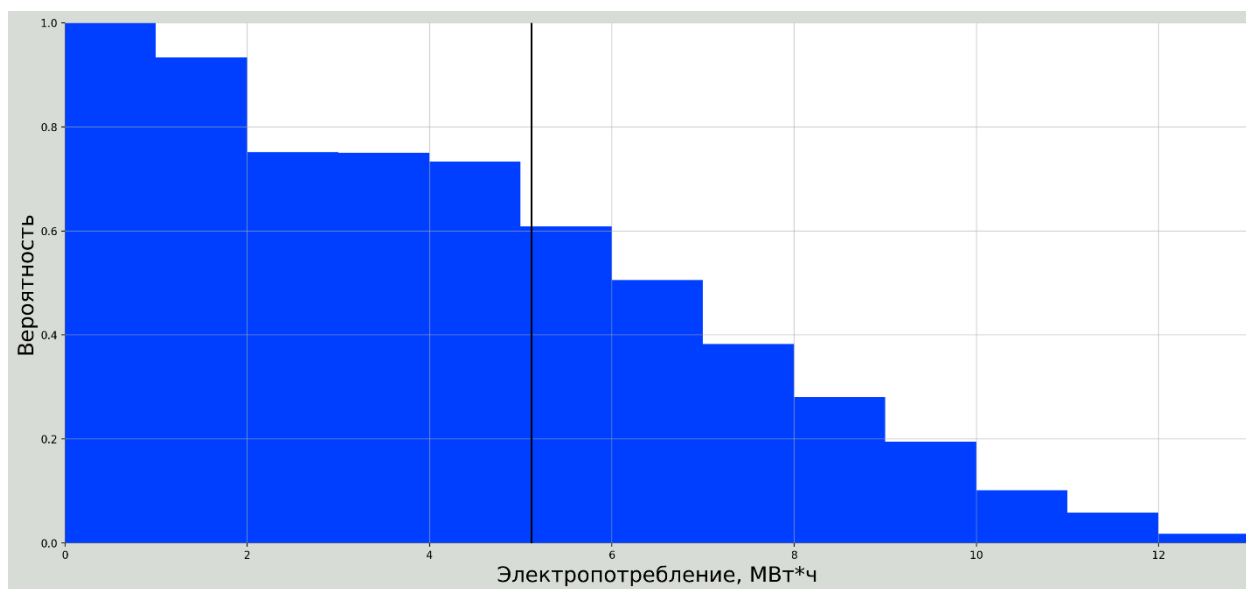


Рисунок 3.14 – упорядоченный график электропотребления

Распределение значений почасового электропотребления представлено на рисунке 3.15.

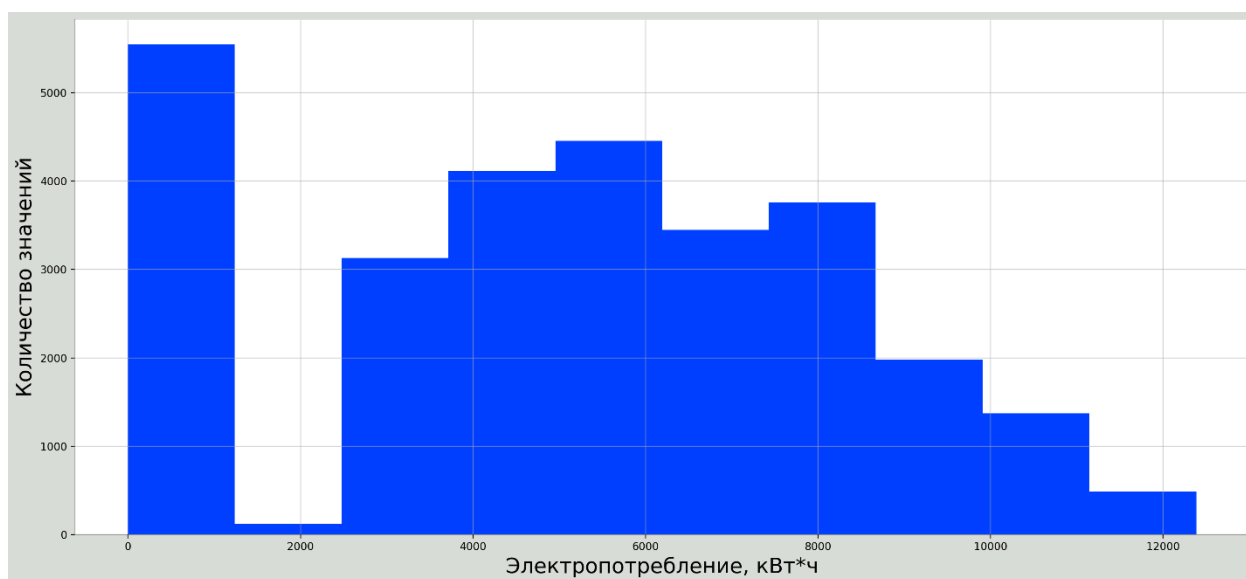


Рисунок 3.15 - Распределение значений почасового электропотребления

Исходя из формы графика электропотребления на рисунке 3.15 можно сделать вывод, что распределение электропотребления не подчиняется нормальному распределению.

Для подтверждения данной гипотезы используем критерий Колмогорова-Смирнова, в котором в качестве нулевой гипотезы примем, что временной ряд распределен нормально.

По результатам вычислений статистика теста составляет 0,93, а соответствующее значение $p = 0$. Поскольку значение p меньше 0,05, мы отвергаем нулевую гипотезу. У нас есть достаточно доказательств, чтобы сказать, что распределение электропотребления КС не подчиняется закону о нормальном распределении.

Коэффициент вариации, который также определяет степень неоднородности графика определяется по формуле 3.4:

$$V = \frac{\sigma}{\bar{x}}, \quad (3.4)$$

где σ – среднеквадратичное отклонение,

$\bar{x}$ – среднее арифметическое выборки.

Определено значение коэффициента вариации для графика электропотребления КС, равное 0,63. Коэффициент вариации больше 0,33 свидетельствует о неравномерности графика.

Вследствие этого можно сделать вывод, что статистические методы прогнозирования электропотребления не будут эффективны ввиду значительного отклонения значений временного ряда от среднего при распределении, не подчиняющемся нормальному закону.

В следующем разделе будет проведена проверка временного ряда на стационарность, чтобы построить модель ARIMA для прогнозирования электропотребления.

3.2.1. Анализ временного ряда электропотребления КС МГ

Для того, чтобы сделать заключение о стационарности временного ряда необходимо доказать, что возмущения, которые не описываются трендом и сезонностью в регрессионной модели, имеют нормальное распределение. Для этого в диссертационном исследовании использован тест Харке-Бера [103]. Результаты теста приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты теста Харке-Бера

JB	p-value	skew	kurtosis
876.61	~0	-0.13	2.18

Значение p-value меньше 0,05, следовательно, можем сделать вывод о том, что случайные возмущения временного ряда имеют нормальное распределение.

Для проверки стационарности ряда также проведем расширенный тест Дики-Фуллера. Нулевая гипотеза расширенного теста Дики-Фуллера состоит в том, что существует единичный корень, а альтернативная гипотеза – что единичного корня нет. Если p-value превышает критическое значение статистики Дики-Фуллера (таблица 3.7) при 5-% уровне значимости, мы не можем отрицать наличие единичного корня.

Таблица 3.7 - Результаты расширенного теста Дики-Фуллера

Тестовая статистика	p-value	критическое значение статистики Дики-Фуллера			Число наблюдений для теста
		1%	5%	10%	
-10,53	~0	-3,43	-2,86	-2,57	28417

Согласно тесту Дики-Фуллера, если тестовая статистика меньше критического значения, мы можем отвергнуть нулевую гипотезу о наличии единичного корня. Исходя из результатов теста, рассматриваемый временной ряд является стационарным.

Следовательно, для прогнозирования временного ряда возможно использование авторегрессионной модели.

3.2.2. Прогнозирование электропотребления КС МГ

Для прогнозирования нагрузок КС Парабель была применена аддитивная авторегрессионная модель с учетом нелинейности тренда [128].

Значение прогнозируемой величины в определенный момент времени определяется по формуле 3.5:

$$y(t) = g(t) + s(t) + h(t) + \epsilon_t, \quad (3.5)$$

где $y(t)$ – значение прогнозируемой величины в момент времени t ,

$g(t)$ – функция тренда, которая моделирует неперiodические изменения значения временного ряда,

$s(t)$ – отражает периодические изменения временного ряда (например, еженедельную и ежегодную сезонность),

$h(t)$ – последствия праздников, которые возникают при потенциально нерегулярных графиках в течение одного или нескольких дней,

ϵ_t – любые изменения прогнозируемой величины, которые не приспособлены к модели (стохастическая ошибка, которая не учтена моделью).

Характеристики набора данных для обучения модели:

- Глубина обучения: 854 дня (2,3 года);
- Горизонт прогноза: 120 дней (~4 месяца);
- Значения: почасовая нагрузка;
- Метрика оценки прогноза: средняя абсолютная ошибка.

Результат прогнозирования представлен на рисунке 3.16.

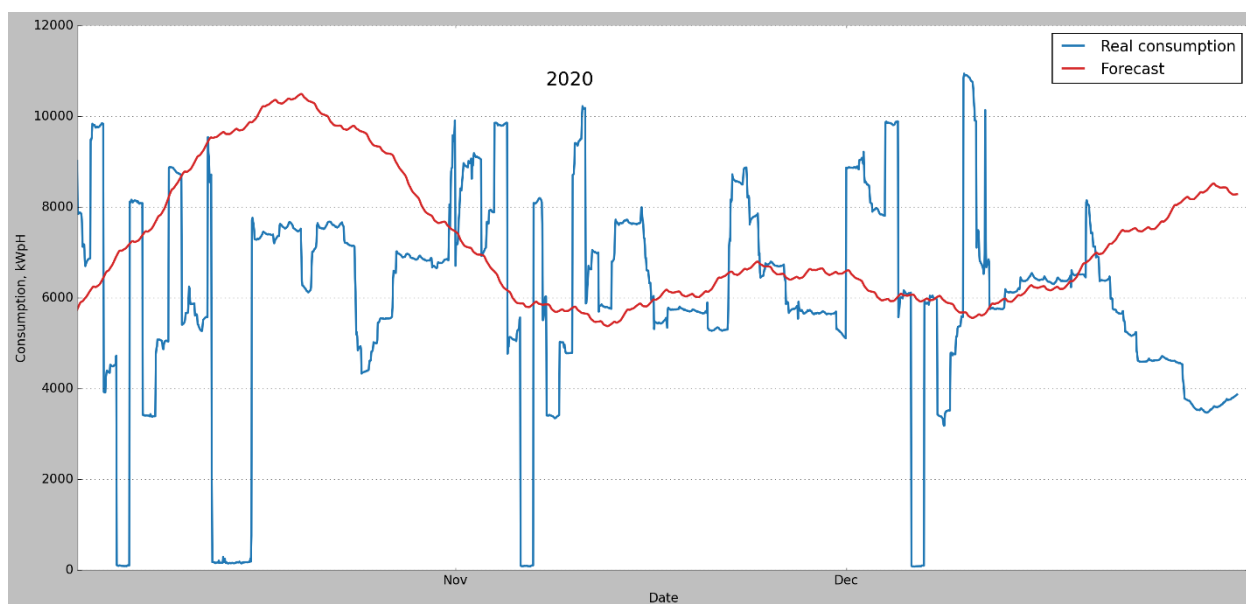


Рисунок 3.16 – результаты прогноза авторегрессионной модели

Средняя абсолютная ошибка при использовании авторегрессионной модели составляет 2104 кВт*ч. Профиль прогноза имеет четко выраженную месячную сезонность, однако не учитывается неравномерность графика нагрузок.

Было произведено исследование корреляции по критерию Пирсона экзогенных параметров с нагрузкой предприятия (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – влияние экзогенных параметров на график нагрузки

Параметр	Объем производства	год	месяц	День в году	Номер дня недели	Час суток
Корреляция	0.77	0.16	0.11	0.15	0.05	0.05

Полученные значения корреляции следует сравнить с табличными значениями (таблица 3.9), чтобы оценить степень влияние факторов на электропотребление [46; 48]:

Таблица 3.9 – Интерпретация значений корреляции

Значение корреляции	Интерпретация
От 0 до 0,3	Очень слабая
От 0,3 до 0,5	Слабая
От 0,5 до 0,7	Средняя
От 0,7 до 0,9	Высокая
От 0,9 до 1	Очень высокая

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что плановый объем производства имеет высокую степень корреляции и влияет на объем электропотребления в наибольшей степени.

Введение дополнительного регрессионного ряда в аддитивную авторегрессионную модель описан в статье [104]. Следующим шагом является внедрение в модель экзогенных параметров. В качестве внешнего фактора был использован бизнес-план по объему компримирования газа на КС, что является основным производственным процессом.

Результат прогноза авторегрессионной модели с использованием экзогенных параметров представлен на рисунке 3.17.

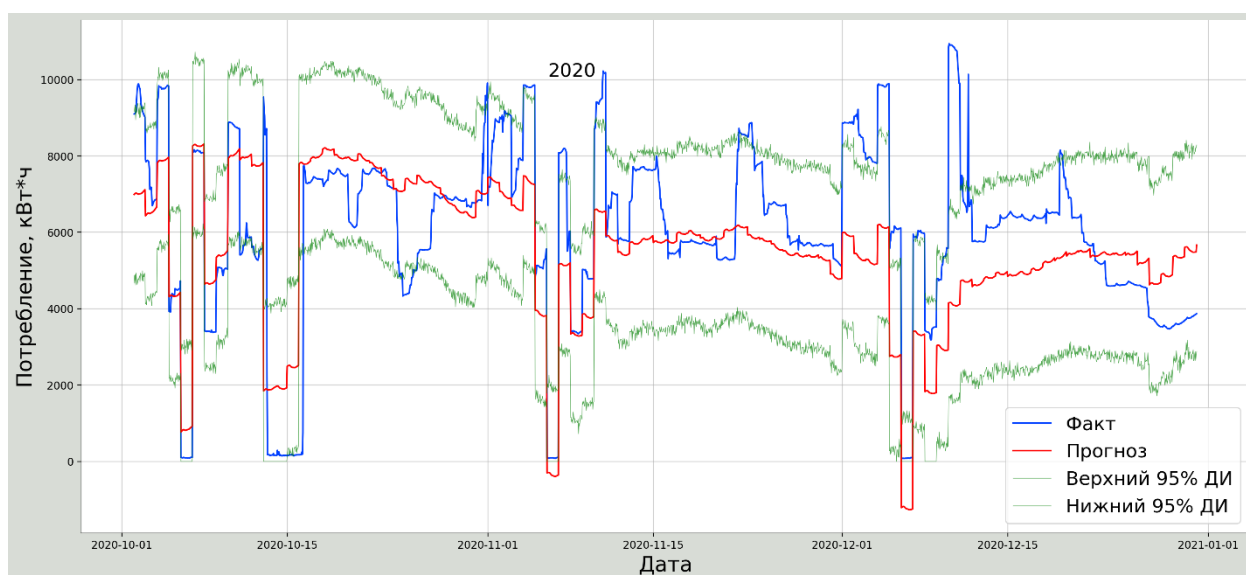


Рисунок 3.17 – использование экзогенных параметров в авторегрессионной модели

Средняя абсолютная ошибка прогноза составляет 1324 кВт*ч.

Из графика можно сделать вывод, что экзогенные параметры позволяют учесть с определенной долей эффективности неравномерность графика, основанную на микрофакторах предприятия, однако сезонность все равно учитывается и ухудшает модель.

Поскольку коэффициент неравномерности недельного графика нагрузки ниже 0,4, можно сделать вывод, что для эффективного прогноза не стоит учитывать исторические данные, а также предыдущие наблюдения. Это является основной причиной, почему нейронные сети LSTM не эффективны для прогнозирования

нагрузок такого рода: нейронная сеть с долговременной краткосрочной памятью использует предыдущие значения временного ряда помимо прочих внешних факторов.

Для определения значения нагрузки из влияющих факторов была использована модель множественной регрессии.

Основой регрессионных методов прогнозирования является применение метода множественной регрессии. В данном случае, множественная регрессия определяет зависимость одного искомого параметра (электропотребления) от множества взаимно не зависимых факторов.

Преимущество использования множественной регрессии состоит в том, что с её помощью возможно установить связь между искомым параметром и определенным факторов, влияющим на его изменение, а также в возможности определения предиктора искомого параметра по значениям независимых переменных.

Регрессионный анализ производится следующим образом: производится выборка наиболее существенных независимых факторов, оказывающих влияние на искомый параметр, на основе статистического анализа. Далее указанный анализ дополняется количественными критериями, которые позволяют отобрать статистически существенные факторы для рассматриваемых конкретных условий реализации связи [82].

Основной характерной математической зависимостью, которая используется в методе множественной регрессии, является линейная регрессия (3.6)

$$Y = a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n + \varepsilon, \quad (3.6)$$

где Y – искомый параметр;

X_i – фактор, влияющий на искомый параметр;

b_i - коэффициент регрессии;

a - свободный член уравнения;

ε – ошибка модели.

Коэффициенты регрессии b_i подбираются такими, при которых величина ε , отражающая степень достоверности прогнозирования искомого параметра Y с помощью линейной модели $a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n$, достигает минимального значения.

Метод множественной регрессии позволяет моделировать зависимость электропотребления от метеорологических факторов, таких детерминированных факторов как характер дня, например, выходной или предпраздничный, и категория потребителей.

Для выполнения регрессионного анализа должны быть выполнены следующие условия:

1. Не должно быть сильной линейной зависимости более чем между двумя факторами (мультиколлинеарности). Наличие мультиколлинеарности означает, что несколько факторов всегда будут действовать синхронно, и не будет возможность оценить влияние каждого фактора в отдельности.

2. В измеренных факторах отсутствует автокорреляция.

Результаты прогнозирования с использованием модели множественной регрессии представлены на рисунке 3.18.

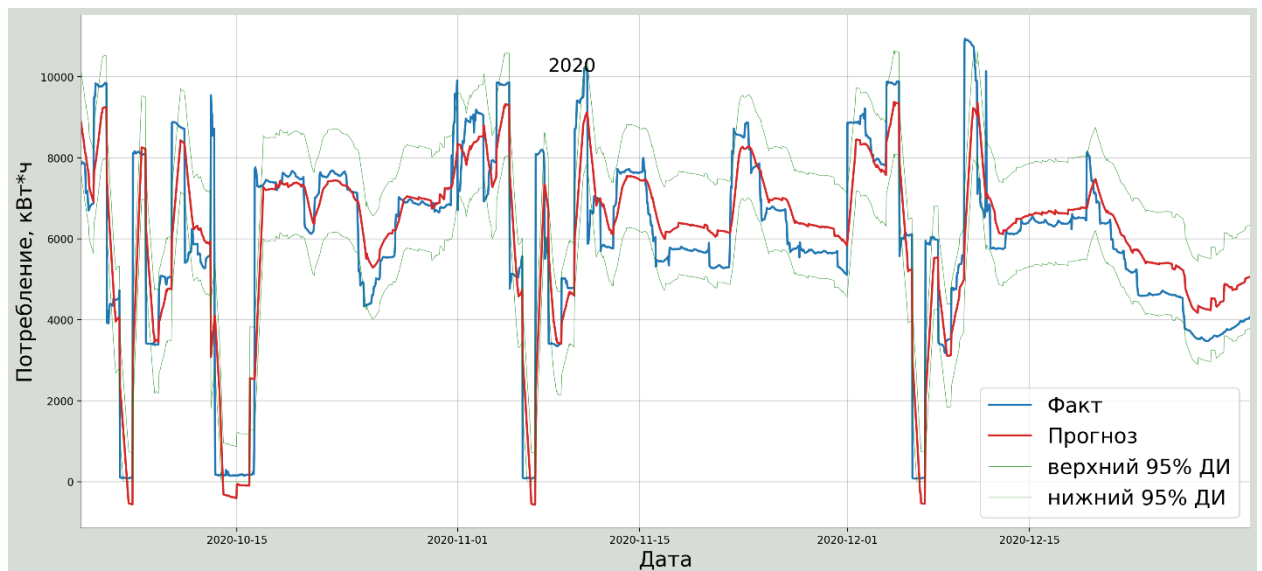


Рисунок 3.18 – модель множественной регрессии

Средняя абсолютная ошибка составляет 962 кВт*ч, что почти в 2 раза ниже, чем при использовании авторегрессионной модели.

Согласно таблице 3.10, линейная корреляция выше 0.5 только для параметра «Объем производства». Необходимо проверить гипотезу о том, что зависимость графика потребления от остальных признаков является нелинейной функцией.

Для учёта нелинейности графика использован градиентный спуск для регрессии. Модель регрессионных деревьев на основе градиентного спуска – это техника машинного обучения, которая использует для обучения и прогноза дерево решений на основе признаков.

Цель алгоритма для прогноза количественной величины (в нашем случае, величины электропотребления) – снижение ошибки между прогнозируемой и реальной величиной. Ошибка определяется следующим по формуле 3.7:

$$L(y, y^p) = MAE = \sum |y_i - y_i^p|, \quad (3.7)$$

где y_i – реальное значение целевой величины,

y_i^p – прогнозируемое значение целевой величины.

Задача обучения сводится к минимизации функции потерь (3.8):

$$\varpi = \arg \min_{\varpi} L(y, y^p), \quad (3.8)$$

Функция потерь является векторной и её результатом является скалярное значение ошибки прогнозирования.

Путем использования градиента определяется направление максимального снижения ошибки для оптимизации времени поиска решения (3.9):

$$\nabla f(x) = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1}, \frac{\partial f}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right), \quad (3.9)$$

где $\frac{\partial}{\partial x_n}$ – производная функции f по внешнему фактору x .

Значения внешних признаков, при которых функция ошибки достигает минимального значения вычисляется по формуле 3.10:

$$x_t = x_{t-1} - \mu * \nabla f(x_{t-1}), \quad (3.10)$$

где t – номер итерации.

Путем конечного числа итераций выполняется поиск минимума функции ошибок.

Корреляция между целевой величиной (электропотреблением) и экзогенными параметрами, используемыми в модели, для моделей градиентного спуска учитывает нелинейность зависимости, а также категориальные переменные, такие как день недели и час суток. Алгоритм определения степени влияния экзогенных параметров на целевой признак в используемой модели градиентного спуска описан в [107]. Поскольку степень линейной корреляции между электропотреблением и бизнес-планом по компримированию газа известна (таблица 3.8), был выполнен сравнительный анализ корреляции экзогенных параметров относительно бизнес-плана (корреляция бизнес-плана и электропотребления принята за 0.77 в соответствии с таблицей 3.8). Результаты расчета степени корреляции признака относительно целевой величины в сравнении с линейной корреляцией приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Корреляция между целевым признаком и эндогенными параметрами

Признак	Объем производства	День	Месяц	День недели
Линейная корреляция	0,77	0,15	0,11	0,05
Нелинейная корреляция	0,77	0,55	0,3	0,17

Из полученных результатов можно сделать вывод о том, что нелинейная корреляция между признаками и электропотреблением значительно выше.

Обучение модели прогнозирования происходит путем определения комбинации внешних признаков, при которой значения ошибки минимально. При известных внешних признаках на основе обученной модели становится возможно прогнозирование будущих значений электропотребления.

Результаты представлены на рисунке 3.19.

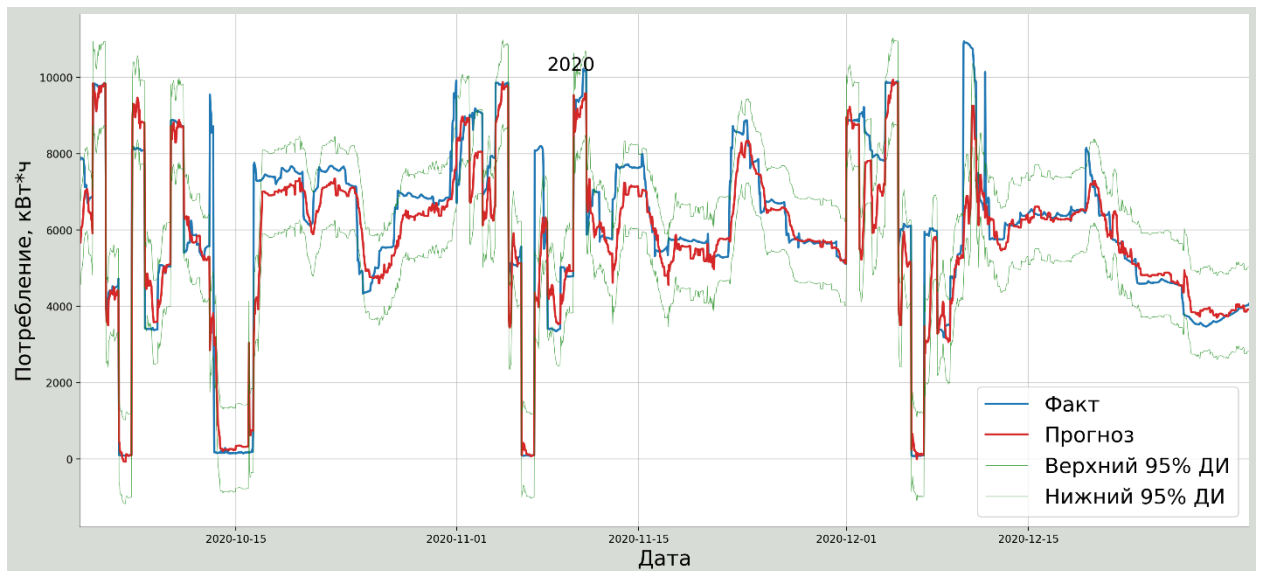


Рисунок 3.19 – модель регрессии с применением градиентного спуска

Средняя абсолютная ошибка прогноза составляет 521 кВт*ч.

Из графика можно сделать вывод, что применение модели регрессионных деревьев с использованием градиентного спуска позволяет наиболее точно предсказать электропотребление предприятия на основе экзогенных и эндогенных параметров. Соответственно, при увеличении числа экзогенных параметров, ошибка прогнозирования будет снижаться.

Результаты применения различных моделей для прогнозирования электропотребления приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Сравнение алгоритмов прогнозирования

Модель	Средняя абсолютная ошибка, кВт*ч	Средняя абсолютная ошибка в процентах
Авторегрессионная модель	2104	40%
Авторегрессионная модель с экзогенными параметрами	1324	25%
Линейная регрессия	962	18%
Регрессионные деревья с применением градиентного спуска	521	10%

3.3. ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. Выполнен анализ схемы электроснабжения КС «Парабель», выделены требования для особо ответственных электроприемников 0,4 кВ КС МГ, определен состав оборудования, для обеспечения надежного электроснабжения которого требуется установка СНЭЭ.

2. Выполнен расчет вероятности безотказной работы потребителей 0,4 кВ КС МГ, значимость элементов системы электроснабжения, а также положительный и отрицательный вклад элементов системы электроснабжения в надежность электроснабжения потребителей 0,4 кВ КС МГ до и после внедрения СНЭЭ на уровне напряжения 0,4 кВ общим логико-вероятностным методом с использованием ПК «Арбитр». В результате внедрения СНЭЭ вероятность безотказной работы особо ответственных потребителей 0,4 кВ увеличилась до 0,9999.

3. Выполнен анализ временного ряда электропотребления КС, выполнен прогноз электропотребления с использованием различных моделей прогнозирования. По результатам сравнения преимуществ и недостатков моделей для прогнозирования электропотребления КС сделан вывод о том, что прогноз электропотребления с использованием регрессионных деревьев с применением градиентного спуска с включением в модель экзогенных параметров позволяет снизить ошибку прогнозирования на горизонте прогноза в 3 месяца в 4 раза (с 40% до 10%).

ГЛАВА 4 АЛГОРИТМ ВЫБОРА НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭНЕРГОЁМКОСТИ И ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СНЭЭ

4.1. АЛГОРИТМ ДЛЯ ВЫБОРА ЭНЕРГОЁМКОСТИ СНЭЭ

Метрикой оценки любого прогноза является отклонение реальных значений от прогнозируемых. Основная задача прогнозирования - уменьшить ошибку прогноза; однако реальные значения зависят от бесконечного числа факторов, и даже с учетом огромного количества внешних факторов отклонение реального графика нагрузки от планового неизбежно.

В случае превышения заявленного расхода электроэнергии предприятию неминуемы значительные штрафные санкции; Поэтому следующей задачей было компенсировать отклонения от планового графика загрузки. Величина ошибки в прогнозируемом интервале показана на рисунке 4.1.

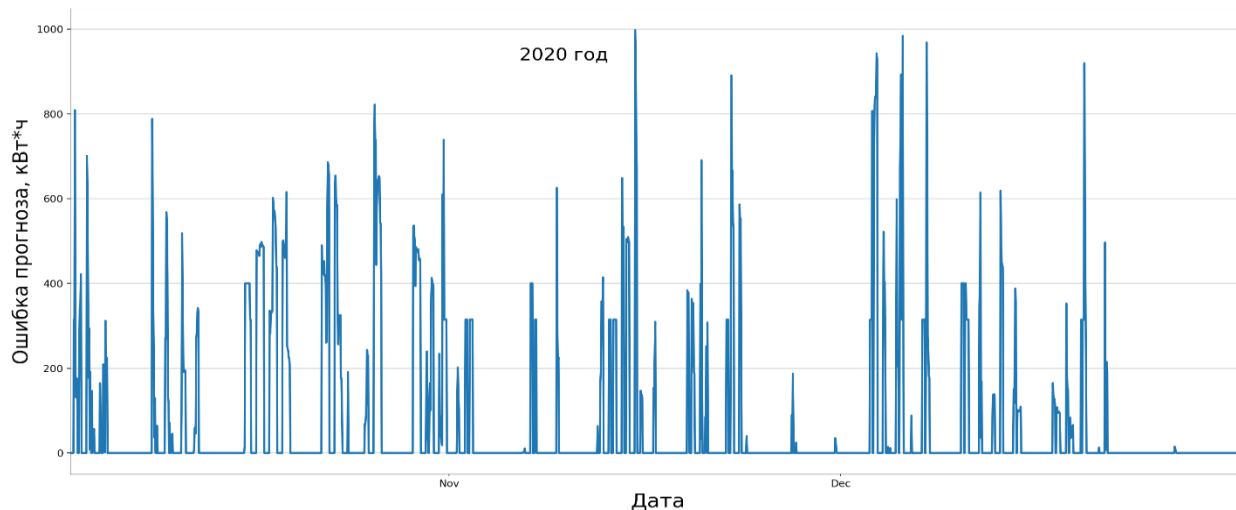


Рисунок 4.1 – Ошибка прогнозирования.

На основании графика на рисунке 4.1 можно сделать вывод, что отклонения прогноза от фактических значений были характерны как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

Число случаев превышений факта над прогнозом - 1181. Среднее значение - 724 кВтч. Число случаев занижения факта над прогнозом - 979. Среднее значение - 276 кВтч.

На основании полученных результатов можно было сделать вывод, что прогнозируемые значения энергопотребления были выше и ниже фактических значений на графике примерно с той же частотой из-за приближения прогнозируемого значения к среднему; однако в случаях, когда фактическое потребление было выше, чем прогнозировалось, значения ошибок были намного больше, чем когда потребление было ниже прогнозируемого. Это явление было связано с тем, что при неравномерном графике потребления электроэнергии наблюдались значительные пики, которые было трудно прогнозировать и которые привели к увеличению пикового потребления предприятия.

Электроэнергетические системы, построенные на основе конкурентного рынка, в силу особенностей электроэнергии как товара основаны на едином алгоритме формирования стоимости электроэнергии. Стоимость электроэнергии, определенная за сутки до текущей, была скорректирована в связи с несоответствием планового потребления фактическому. Основная добавленная стоимость была сформирована за счет необходимости включения новых генерирующих мощностей и загрузки менее эффективных и более дорогих генераторов. Далее на примере рассматриваемого предприятия был описан алгоритм формирования стоимости электроэнергии на балансирующем рынке.

В соответствии с прогнозом нагрузки энергосистемы системным оператором сформированы плановые часы пиковой нагрузки на предстоящий период, которые ежегодно публикуются в открытом доступе [67].

На рисунке 4.2 приведен пример графика потребления электроэнергии для всех потребителей региона, в котором располагалось предприятие (энергосистема Сибири), на 6 августа 2021 года, на котором максимальные значения потребления электроэнергии выделены красным цветом (с 7:00 до 8:00).

8-й час (с 7:00 до 8:00) был часом пик в этот день, 6 августа 2021 года.

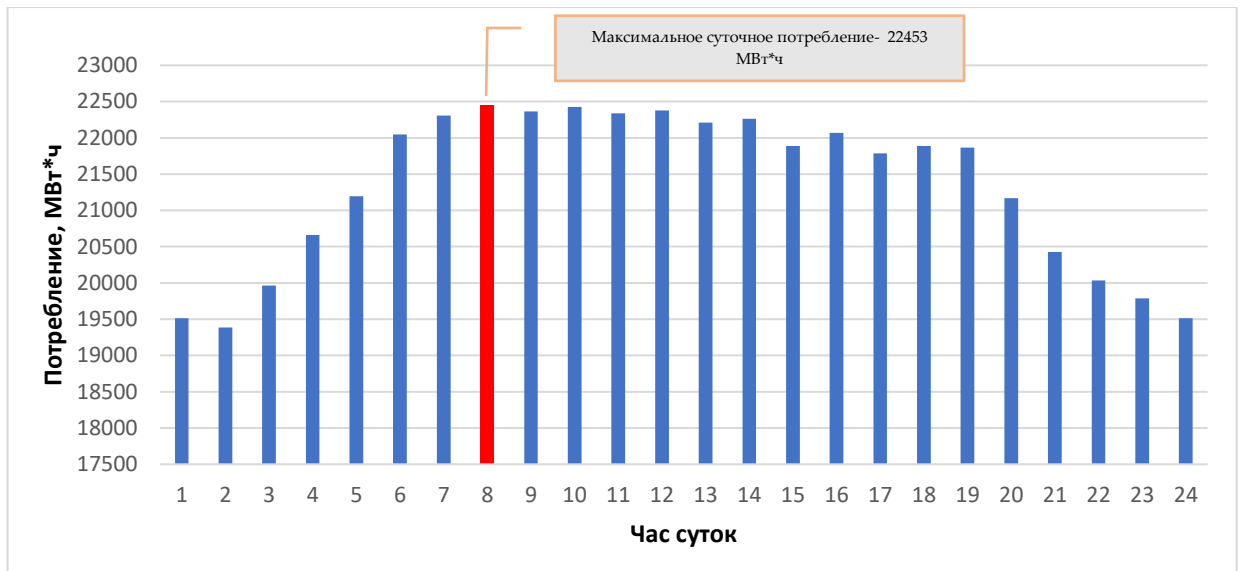


Рисунок 4.2 - Фактическое потребление ОЭС Сибири 6 августа 2021 года.

Максимальное прогнозируемое почасовое потребление было рассчитано как максимальное потребление электроэнергии потребителем в час в сутки из определенных часов максимальной нагрузки энергосистемы. На основе этих данных системный оператор определил цену, которая будет развиваться на балансирующем рынке и по которой участники будут продавать или покупать отклонения фактического потребления от запланированного. Из-за методики расчета этих параметров возникла так называемая несбалансированность балансирующего рынка - предварительные требования продавцов (генерации) были выше предварительных обязательств покупателей. Таким образом, для удовлетворения заявок на генерацию разница между требованиями и обязательствами была отнесена на каждый киловатт, купленный или проданный на балансирующем рынке, с точки зрения объема покупателей (то есть снизилась цена продажи для покупателей и увеличилась цена покупки). Кроме того, стоимость каждого кВт увеличилась на сумму, определяемую как средневзвешенные затраты на запуск генерирующего оборудования для поддержания баланса активной мощности в системе, когда график отклоняется от указанного.

Окончательная стоимость электроэнергии на балансирующем рынке рассчитывалась по формуле 4.1 [66]:

$$P^{cons} = P^{DAM} + P^{BM} + P^{UB}, \quad (4.1)$$

где P^{cons} —цена 1 кВт*ч на балансирующем рынке;

P^{DAM} —цена, определенная на конкурентном отборе на РСВ;

P^{BM} —ценовая надбавка на балансирующем рынке;

P^{UB} —цена небаланса, связанная с включением дополнительным источников генерации на БР.

В результате цена обычно была значительно выше рыночной цены на электроэнергию на сутки вперед. Поэтому для снижения затрат на покупку электроэнергии необходимо было уменьшить количество отклонений от планового графика потребления.

Конечный потребитель также оплачивает отклонения от планового графика нагрузки, по ценам, определяемым исходя из предельного уровня нерегулируемых цен (ПУНЦ). График стоимости отклонений от планового графика электропотребления вверх представлен на рисунке 4.3 [56].

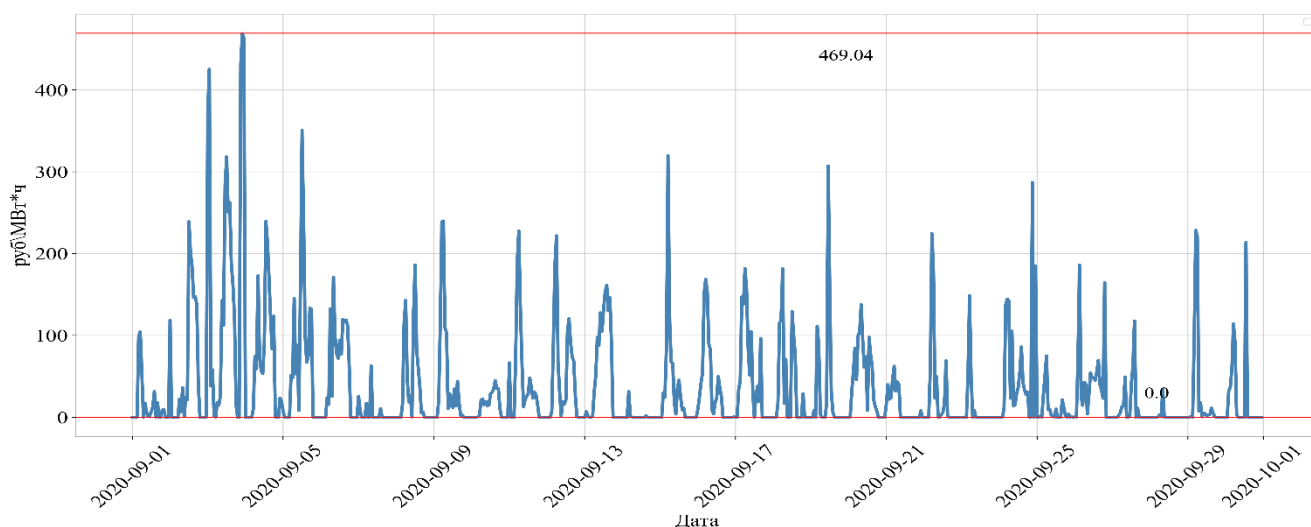


Рисунок 4.3 – отклонений электропотребления от планового вверх

Экономичность электроснабжения КС МГ при заданных параметрах компримирования газа зависит от эффективности процессов сжатия, расширения и охлаждения газа. Термодинамическая эффективность этих процессов всецело зависит от правильного выбора промежуточных параметров (оптимального давления и температуры газа) на выходе каждой ступени сжатия компрессора. Так,

экспериментальные исследования, проведенные на КС «Сеченовская» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» МГ «Ямбург-Елец 2» (по ЭГПА №2), выявили неэкономичные режимы работы технологического оборудования, обусловленные наличием объективных и субъективных факторов [36]. Основной причиной не эффективной работы является не оптимальный выбор температуры и давления природного газа на выходе КС в связи с тем, что операторы не могут установить требуемые для оптимального режима параметры транспорта газа из-за отсутствия возможности их регулирования. Данная проблема решается оснащением всех технологических установок КС МГ частотно-регулируемым электроприводом, однако регулирование электропотребления ЭГПА КС МГ в широких пределах затруднено требованиями к технологическому процессу.

Для снижения отклонений от планового графика электропотребления потребителем используются следующие методы [9]:

1. Изменение режима работы основного производственного оборудования;
2. Изменение режимов работы систем кондиционирования, отопления, водоснабжения и пр.;
3. Гибкое изменение графиков работы персонала;
4. Использование собственных источников генерации;
5. Использование систем накопления электроэнергии, установленных на предприятии.

Методы 1 и 2 могут нанести ущерб производству, а упущенная выгода может быть больше, чем экономия на стоимости электроэнергии.

Методы 3 и 4 могут использоваться как для оптимизации графика потребления, так и для участия в системе реагирования на спрос.

В диссертационном исследовании рассмотрен алгоритм использования систем накопления энергии как способ уменьшения отклонений фактического графика потребления электроэнергии от планового.

4.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СНЭЭ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Использование систем накопления энергии с целью сглаживания кривой нагрузки актуально для энергосистем многих развитых и развивающихся стран в связи с возрастающей долей использования возобновляемых источников энергии, которые зависят от внешних факторов и характеризуются низкой маневренностью, например, ветряные турбины и солнечные батареи. Использование систем хранения энергии в китайской энергосистеме обсуждается в [97]. Использование систем накопления энергии в энергосистеме Чили обсуждается в [124].

Использование аккумуляторных батарей для выравнивания графика электропотребления предприятий описано в [96, с.]. В статье представлены результаты моделирования электрического комплекса с использованием гибридной СНЭЭ; однако выбор наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ не рассматривается.

Использование СНЭЭ для снижения пиков потребления различных типов потребителей в Бельгии описано в [114]. Использование СЭ для оптимизации системы электроснабжения предприятий рассмотрено в [11].

Структурная схема использования СЭ на предприятии представлена на рисунке 4.4.

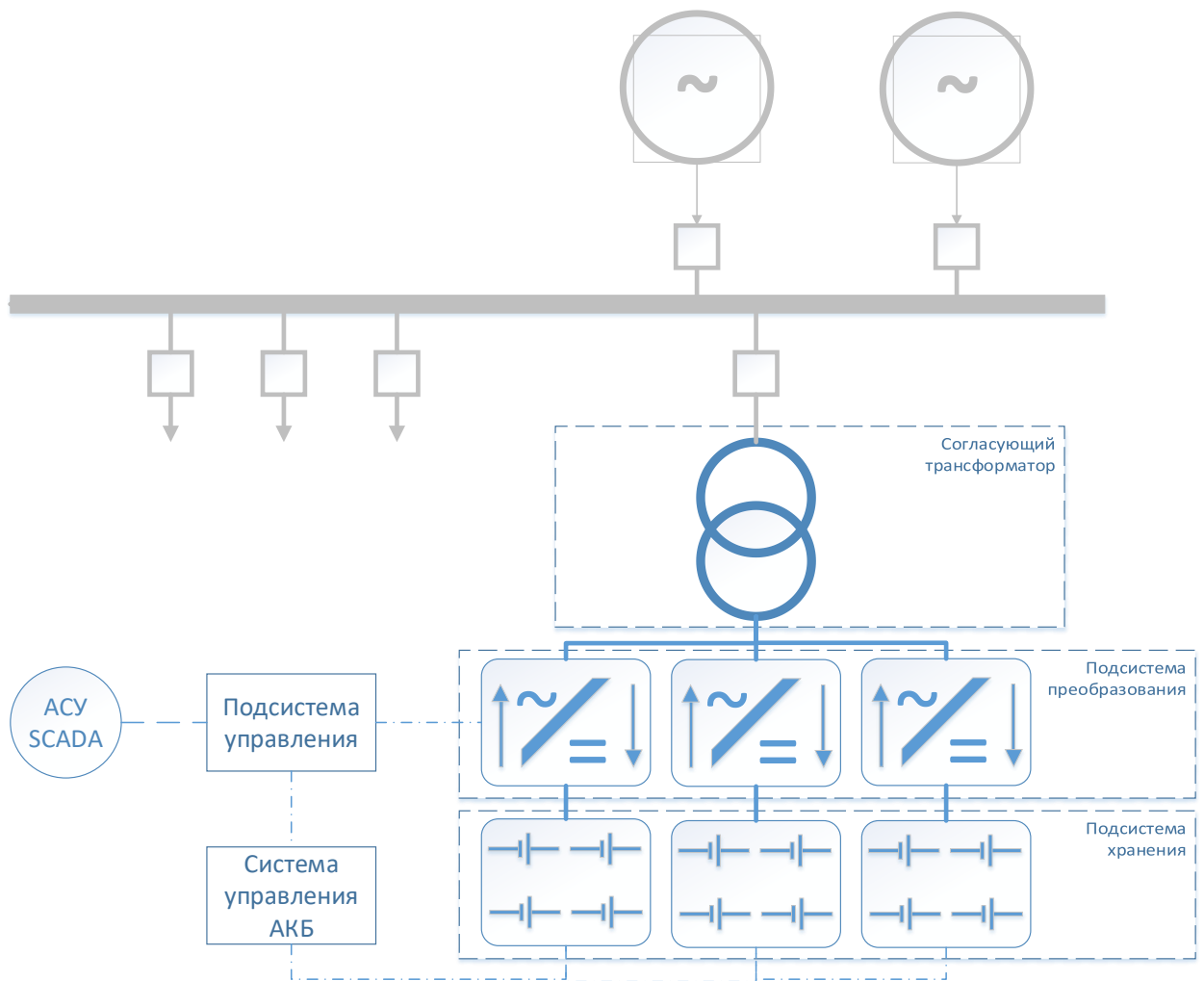


Рисунок 4.4 - Блок-схема электроснабжения с использованием СНЭЭ.

В результате диссертационного исследования предложен алгоритм для выбора емкости систем накопления энергии для уменьшения пикового электропотребления и разницы между фактическими и прогнозируемыми значениями электропотребления (рисунок 4.5) [123]. Программный код, реализующий алгоритм, был реализован на языке программирования Python версии 3.8 [71].

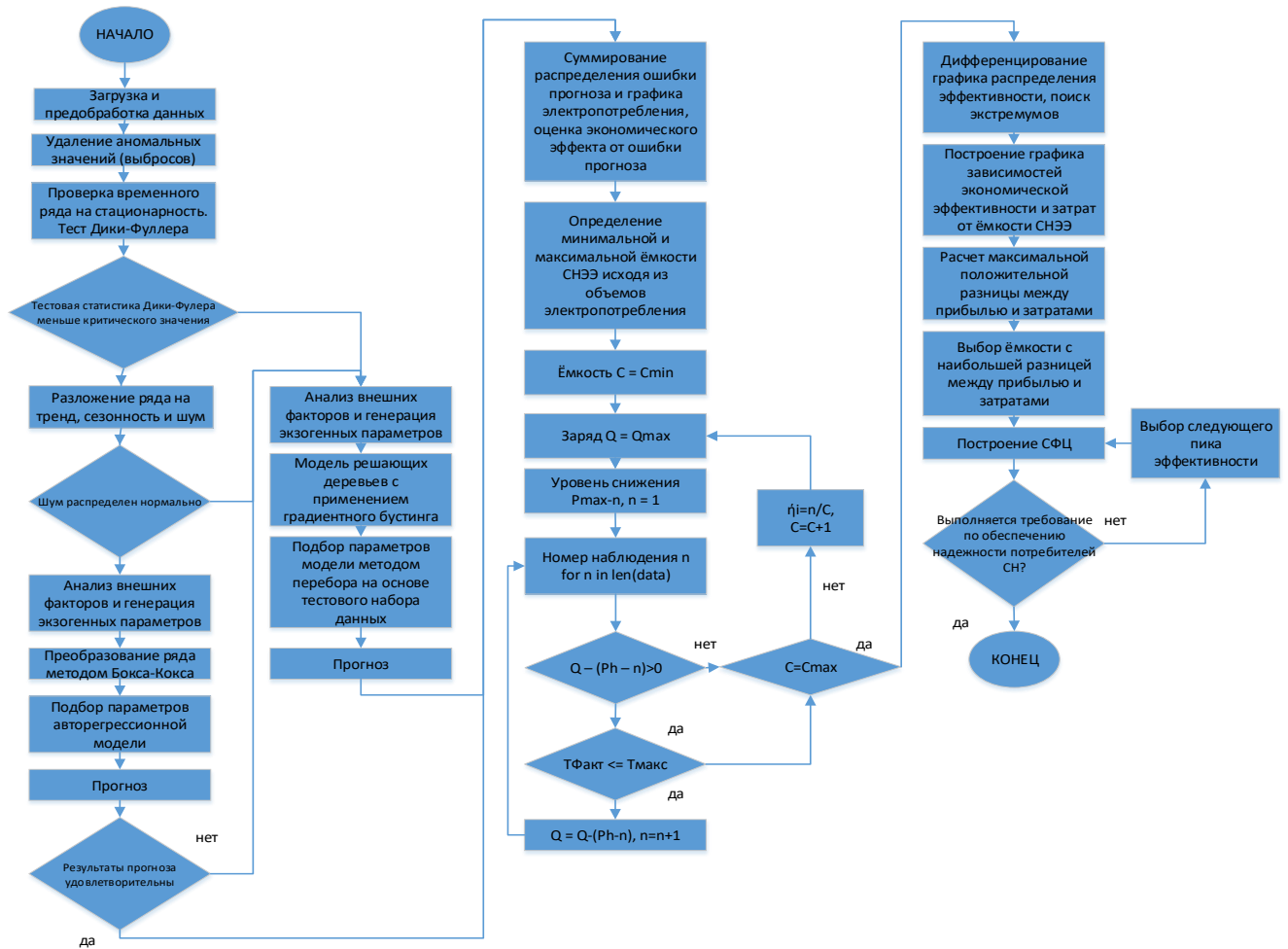


Рисунок 4.5 - Алгоритм определения ёмкости СНЭЭ на основе среднесрочного прогноза электропотребления

На рисунке 4.6 представлен график распределения ошибки прогноза во времени на примере одного дня.

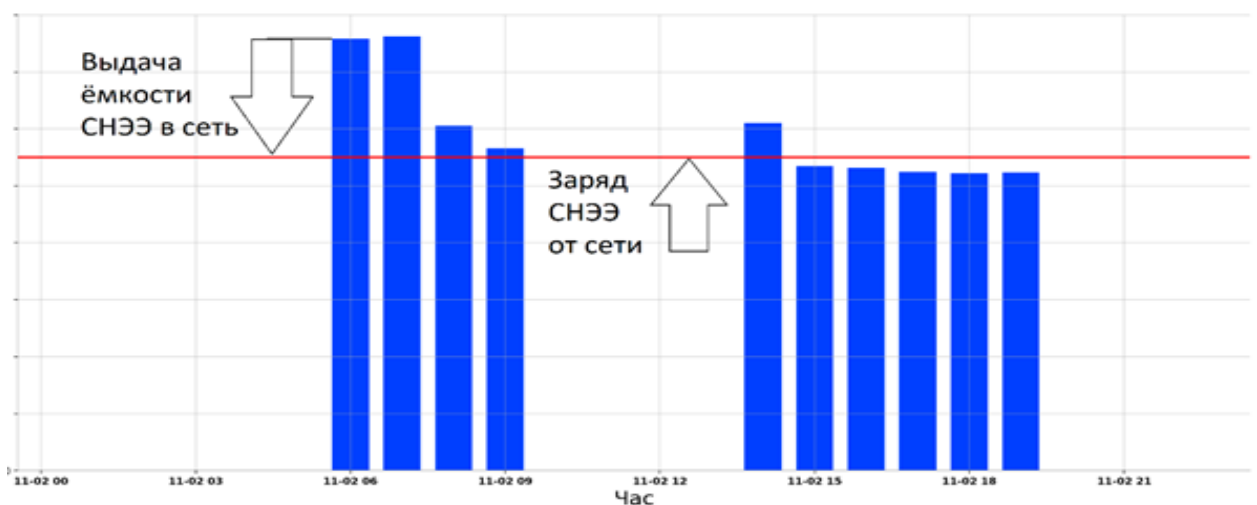


Рисунок 4.6 - Компенсация потребления в течение суток

С помощью алгоритма было найдено оптимальное значение пропускной способности СНЭЭ при известных значениях ошибки прогноза и фактического электропотребления.

Задача оптимизации работоспособности системы накопления энергии сводилась к определению оптимального значения энергоемкости, при котором в расчетный день достигалось следующее значение максимального электропотребления (4.2):

$$\max\{[f_1(|y_i - \hat{y}_i|), f_2(|y_i - \hat{y}_i|), f_3(|y_i - \hat{y}_i|), \dots, f_n(|y_i - \hat{y}_i|)]\} \rightarrow \min, \quad (4.2)$$

где i — час дня, в который контролировалось максимальное энергопотребление из-за совпадения с пиковой нагрузкой энергосистемы;

y_i — фактическое значение энергопотребления предприятия;

$\hat{y}_i$ — прогнозируемое значение энергопотребления предприятия;

n — размер рассматриваемой выборки (горизонт прогноза), по результатам которой было принято решение о выборе наиболее эффективной энергоёмкости.

Введены ограничения работы алгоритма (4.3-4.7):

$$E_{ci} = E_{ci-1} + P_i * t, \quad (4.3)$$

$$E_{ci} \geq WE_{cmin}, \quad (4.4)$$

$$P_i \leq P_{max}, \quad (4.5)$$

$$0 \leq T_i \leq 70, \quad (4.6)$$

$$i \rightarrow \min, \quad (4.7)$$

где E_{ci} — значение энергоёмкости СНЭЭ в час i , кВт*ч;

P_i — мощность, отдаваемая СНЭЭ в сеть в единицу времени, кВт;

E_{cmin} — минимальная рабочая энергоёмкости, кВт*ч;

T_i — фактическая температура СНЭЭ;

P_{max} — допустимая максимальная мощность, подаваемая СНЭЭ в сеть, кВт.

Также было введено ограничение на минимальное количество циклов заряда-разряда в сутки.

Очевидно, что максимальное снижение ошибок будет достигнуто при максимальной энергоемкости СНЭЭ, но ввиду высокой стоимости затраты на

СНЭЭ могут превышать возможные штрафы за превышение прогнозного графика энергопотребления. Поэтому для определения эффективности батареи для конкретного графика нагрузки введен коэффициент (4.8):

$$\eta_{\text{СНЭЭ}} = \frac{\Delta P}{E_c}, \quad (4.8)$$

где $\eta_{\text{СНЭЭ}}$ —эффективность СНЭЭ,

ΔP —среднее снижение максимального электропотребления, кВт*ч,

E_c —энергоемкость батареи, кВт*ч.

Результат выбора наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ представлен на рисунке 4.7.

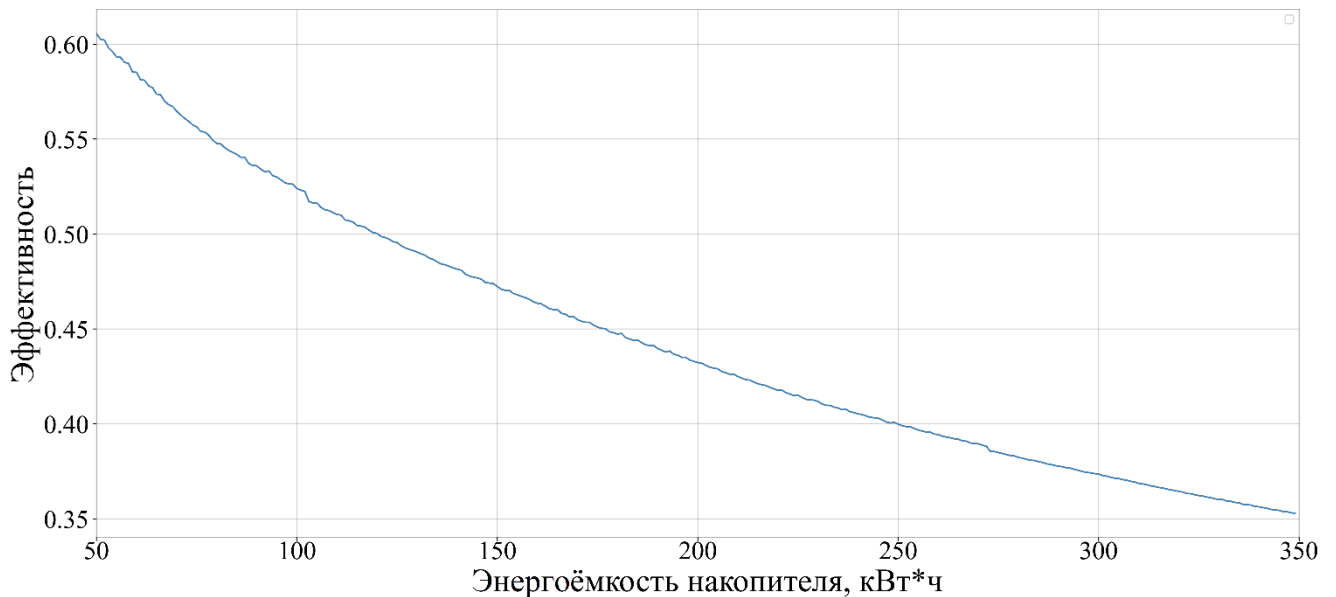


Рисунок 4.7 - Эффект от использования СНЭЭ.

Для определения затрат на установку и использование СНЭЭ используется нормированная стоимость накопителей (Levelized cost of storage) (4.9-4.10):

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{OPEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{Wh_n}{(1+r)^n}}, \quad (4.9)$$

$$Wh_n = X \cdot DOD \cdot E_c, \quad (4.10)$$

где $CAPEX$ - капитальные затраты на установку СНЭЭ, руб.;

$OPEX_n$ — эксплуатационные затраты, руб.;

Wh_n — объем электроэнергии, разряженной СНЭЭ в году n , кВт*ч;

N — Количество лет реализации проекта, год;

r – Ставка дисконтирования;

X – количество циклов заряда-разряда в год в зависимости от сценария использования;

DOD – глубина разряда накопителя;

E_c – энергоёмкость накопителя.

Исходные данные для расчета стоимости накопителей на основе литий-ионных аккумуляторов представлены в таблице 4.1 [117].

Таблица 4.1 – Исходные параметры для расчета стоимости СНЭЭ

Технология накопления	CAPEX, тыс.руб./кВт	OPEX*, тыс.руб./МВт в мес.	Ср. КПД цикла, %	Кол-во циклов, тыс. ед.	Деградация, % от ёмкости в год	Деградация, % на тыс. циклов
Литий-ионный	20-35	48	87	3,4	1,7	6,9

*OPEX - эксплуатационные затраты для СНЭЭ 1-10 МВт, включающие в себя такие индикативные затраты на замену отдельных ячеек по мере их выхода из строя в течение срока службы.

Экономический эффект от снижения отклонений фактического электропотребления от планового для потребителей 6-ой ценовой категории заключается в снижении пикового электропотребления, а также снижения платежа за электроэнергию на балансирующем рынке. Результат сравнения капитальных и операционных затрат СНЭЭ, рассчитанными в соответствии с выражением (4.9) и суммарного экономического эффекта от использования СНЭЭ для снижения отклонений фактического электропотребления от планового представлен на рисунке 4.8.

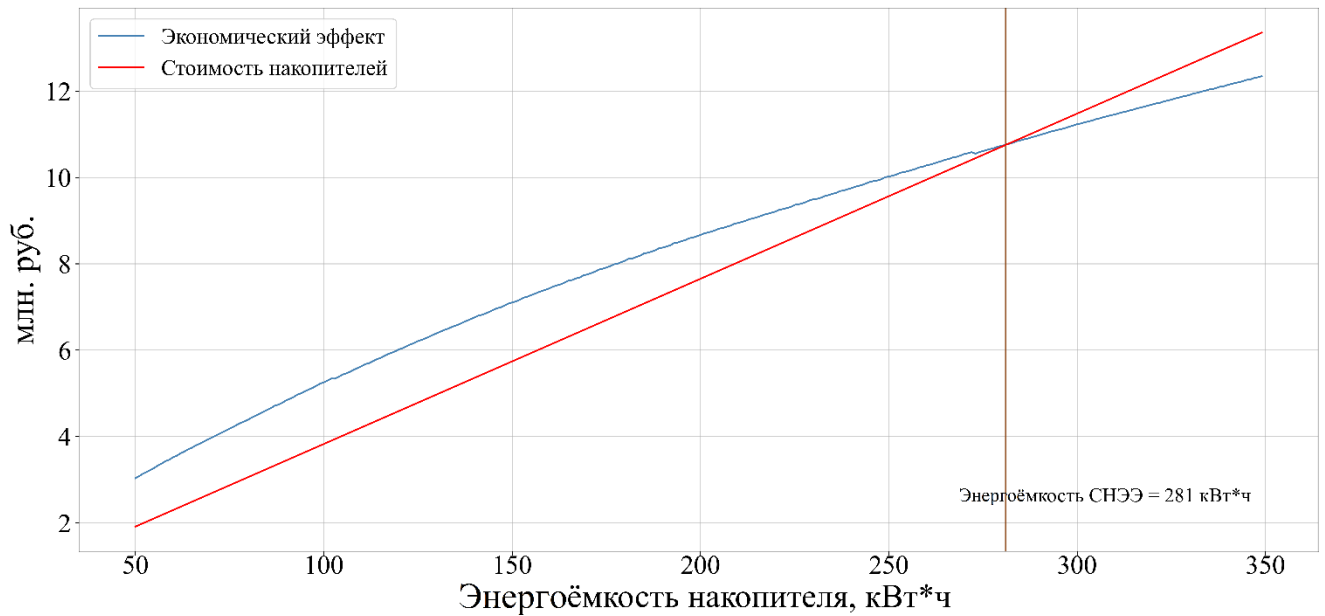


Рисунок 4.8 – сравнение экономического эффекта и затрат на установку и использование СНЭЭ

Экономически целесообразным является использование СНЭЭ в случаях, когда экономический эффект от использования СНЭЭ превышает затраты. Величины энергоёмкостей, при которых выполняется данное условие, представлены на рисунке 4.9.

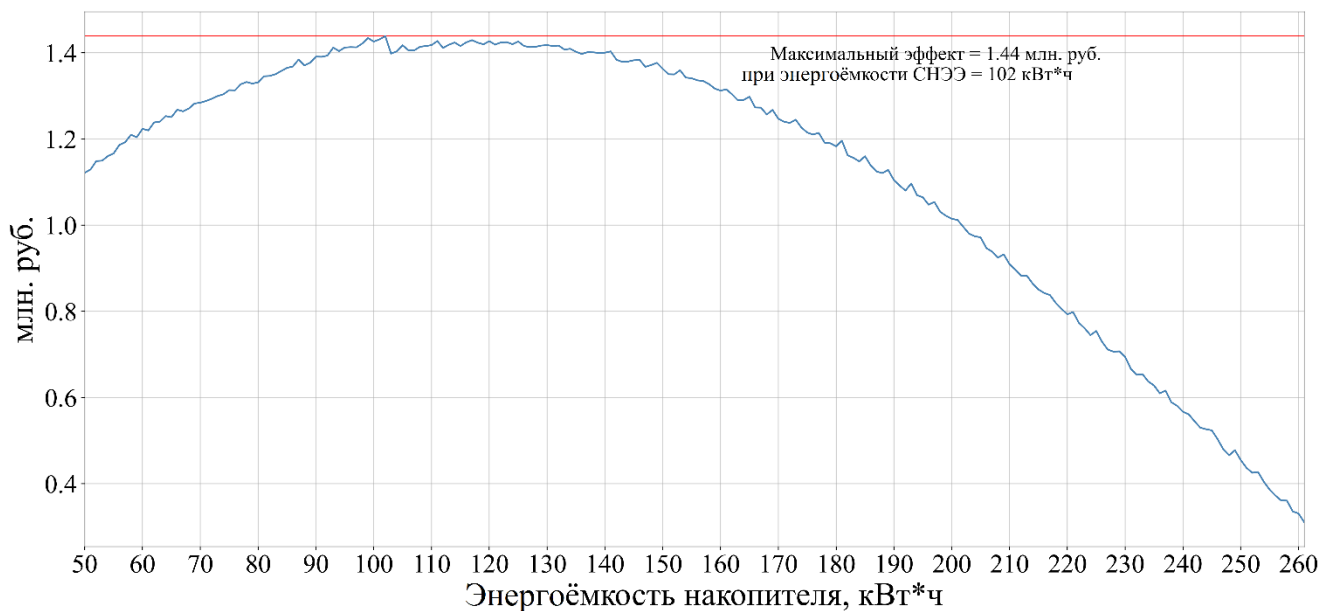


Рисунок 4.9 - разница между экономическим эффектом и затратами на СНЭЭ для ряда энергоёмкостей.

Эффект от использования системы накопления энергии на предприятии достигнут за счет использования:

1. Прямое снижение отклонений фактического потребления электроэнергии от заявленного плана;
2. Участие в системе реагирования на запросы системного оператора по программе управления спросом.
3. Использование накопителей энергии для обеспечения необходимого качества напряжения;
4. Обеспечение надежности электроснабжения особо ответственных категорий потребителей.

Экономический эффект по пунктам 3–4 можно было рассчитать только косвенно, так как отклонение параметров электроэнергии от нормативных могло повлиять на выход из строя оборудования или снизить технические характеристики. Кроме того, ущерб от аварийных отключений электроэнергии на предприятии можно было определить только статистически на основе исторических данных.

В диссертационном исследовании выполнен расчет положительного экономического эффекта от использования систем накопления энергии с участием в системе реагирования спроса и уменьшения отклонений графика нагрузки от планового.

В соответствии с шестым выражением стоимость отклонений фактического потребления электроэнергии от заявленного плана по месяцам рассчитывалась со следующими характеристиками СНЭ (Таблица 4.2):

Таблица 4.2 - Исходные данные для расчета экономического эффекта.

Параметр	Значение
Энергоёмкость СНЭЭ, кВт*ч	102
Средняя стоимость электроэнергии в 2020 г., руб./кВт*ч	3,35
Длительность снижения потребления при управлении спросом, ч.	4
Плата за участие в управлении спросом, руб./кВт*ч	454,98

Результаты расчета экономического эффекта представлены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 - Расчетный экономический эффект от использования аккумуляторных батарей СНЭЭ энергоёмкостью 102 кВт*ч в 2020 г.

Область применения СНЭЭ	Снижение пикового электропотребления, отклонений от плана, тыс. руб.	Участие в системе управления спросом, руб.	Затраты на эл.-снабжение, руб.	Относительное снижение платы за электроэнергию, %
Экономический эффект	534	2 227	167 454	1,65

Полученные результаты позволили спрогнозировать эффективность использования СНЭЭ для компенсации отклонений от планового энергопотребления. Предложенный алгоритм прогнозирования в этом исследовании был применен к предприятиям с различными типами производства, поскольку модель прогноза хорошо подходила для неравномерного графика нагрузки.

Рассмотрен механизм управления спросом на потребление электроэнергии путем прогнозирования электропотребления при использовании в модели экзогенных параметров, наиболее сильно влияющих на график потребления электроэнергии. Наиболее значимым параметром для компрессорной станции является плановый объем компримирования газа. С добавлением экзогенных параметров модели прогнозирования средняя абсолютная ошибка прогноза с горизонтом прогноза 3 месяца для неравномерного графика энергопотребления снизилась с 40% до 10%.

Алгоритм определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ позволил снизить плату за электроэнергию на 1,65% при использовании СНЭ в условиях КС МГ.

Авторы статьи [105] положительно оценивают перспективы роста использования аккумуляторных батарей в качестве систем хранения энергии и дальнейшего использования таких систем в концепции Smart Grid [11]. Определено влияние экзогенных параметров на график электропотребления, что позволило сделать вывод о том, что при небольшом количестве экзогенных параметров

модель прогнозирования могла адаптироваться даже к неравномерному графику нагрузки.

4.3. ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

Приведено обоснование, что для повышения энергетической эффективности применения систем накопления электроэнергии, используемых в целях снижения отклонения графика электропотребления от планового, определение величины энергоёмкости системы накопления электроэнергии следует осуществлять с применением алгоритма на основе среднесрочного прогноза электропотребления. Алгоритм выбора наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ по критерию снижения отклонения прогнозного электропотребления от планового, разработанный в диссертационном исследовании, позволяет снизить затраты на электроснабжение КС МГ на 1,65%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научно-технической задачи повышения эффективности электроснабжения электротехнических комплексов компрессорных станций путем определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ в электротехнических комплексах КС МГ по критерию снижения отклонений фактических значений электропотребления от прогнозного на основе среднесрочного прогнозирования электропотребления с использованием планового объема компримирования газа на КС в качестве экзогенного параметра, а также увеличения надежности особо ответственных потребителей за счет применения СНЭЭ.

Полученные результаты позволили спрогнозировать эффективность использования энергоёмкости СНЭЭ для компенсации отклонений от планового энергопотребления. Предложенный алгоритм прогнозирования в этом исследовании был применен к предприятиям с разными типами производства, поскольку модель прогноза хорошо подходила для неравномерного графика электропотребления.

Полученные в результате исследований результаты позволили максимально эффективно использовать ресурс СНЭЭ, что могло привести к увеличению доли СНЭЭ в установленной мощности энергосистемы. Одним из наиболее значительных эффектов развития источников солнечной энергии стало повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии, а также повышение эффективности генерирующего оборудования в целом, поскольку перенос пиков потребления с использованием накопителей энергии позволяет использовать более эффективную генерацию.

В диссертационном исследовании выполнен анализ возможности внедрения СНЭЭ в энергосистему предприятия с неравномерным графиком энергопотребления на основе среднесрочного прогнозирования. Исследованы характеристики графика энергопотребления, выявлены эндогенные и экзогенные компоненты, выполнен анализ их влияния на точность прогнозирования.

Проведено сравнение различных алгоритмов прогнозирования, их достоинств и недостатков. Проведен анализ отклонений прогнозируемых значений от фактических и разработан алгоритм работы СНЭЭ, компенсирующий отклонения фактических значений от прогнозируемых. Определена наиболее эффективная энергоёмкость СНЭЭ по критерию компенсации отклонений фактических значений нагрузки от плановых. Определен дополнительный экономический эффект от использования СНЭ в программе управления спросом.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Установлено, что установка и применение СНЭЭ в качестве резервного источника электроснабжения для особо ответственных потребителей 0,4 кВ КС МГ позволяет увеличить вероятность безотказной работы и снизить количество планово-профилактических испытаний оборудования электротехнического комплекса КС для поддержания требуемого уровня надежности электроснабжения.

2. В результате анализа графиков электропотребления электротехнического комплекса КС МГ установлено, что коэффициент вариации графика электропотребления КС равен 0,63, из чего можно сделать вывод о том, что график является неравномерным. В результате анализа распределения значений электропотребления при проверке по критерию Колмогорова-Смирнова отвергнута гипотеза о нормальном распределении значений.

3. Выполнено исследование корреляции электропотребления эндогенными (день, месяц и день недели) и экзогенными (плановый объем компримирования газа на КС) параметрами по критерию Пирсона и Джини, в результате которого сделан вывод о том, что плановый объем компримирования газа имеет наибольшую корреляцию с электропотреблением (0,77), а при использовании критерия Джини при построении моделей регрессионно-классификационных деревьев увеличивается корреляция между электропотреблением и эндогенными параметрами.

4. В результате анализа методов прогнозирования для неравномерных графиков электропотребления КС выявлено, что среднесрочное прогнозирование с использованием модели регрессионно-классификационных деревьев с учетом

планового объема компримирования газа в качестве экзогенного параметра позволяет снизить ошибку прогноза при среднесрочном прогнозировании графика электропотребления КС МГ до 10% на горизонте прогноза в 3 месяца.

5. Введен коэффициент $\eta_{\text{СНЭЭ}}$, позволяющий оценить эффективность использования энергоёмкости СНЭЭ. Разработан и запатентован алгоритм определения наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ по критерию наибольшего снижения отклонения фактического графика электропотребления от планового для КС МГ на основе прогноза электропотребления (№2021680830).

6. Проведена экономическая оценка эффективности внедрения СНЭЭ в электротехнических комплексах КС МГ, на основе которой выявлено, что внедрение СНЭЭ при использовании предложенного алгоритма выбора энергоёмкости СНЭЭ позволяет снизить плату за электроэнергию на 1,65% при использовании СНЭЭ в условиях электротехнического комплекса КС МГ.

Направлением дальнейших исследований является повышение точности прогнозирования электропотребления за счет сбора дополнительной информации о внешних факторах, влияющих на электропотребление, а также усовершенствование алгоритма выбора наиболее эффективной энергоёмкости СНЭЭ за счёт оценки дополнительных факторов, влияющих на режим электропотребления КС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н. Анализ надежности систем электроснабжения / Б.Н. Абрамович, С.В. Бабурин // Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса: Сборник научных трудов II Всероссийской научной конференции, Санкт-Петербург, 27–28 сентября 2018 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 839-849.

2. Абрамович, Б.Н. Проблемы обеспечения энергетической безопасности предприятий минерально-сырьевого комплекса / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев // Journal of Mining Institute. – 2016. – Т. 217 – С. 132–132.

3. Абрамович, Б.Н. Разработка нейросетевых моделей в целях управления и прогнозирования режимов электропотребления предприятий минерально-сырьевого комплекса / Б.Н. Абрамович, И.С. Бабанова // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – Россия, Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Горная книга», 2018. – № 5 – С. 206–213.

4. Абрамович, Б.Н. Система бесперебойного электроснабжения предприятий горной промышленности / Б.Н. Абрамович – DOI:10.25515/pmi.2018.1.31 // Journal of Mining Institute. – 2018. – Т. 229 – С. 31–31.

5. Аксютин, О.Е. Реализация потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» / О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, Г.А. Хворов, Г.С. Аكوпова // Газовая промышленность. – Россия, Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Камелот Паблишинг», 2017. – № S1 (750) – С. 52–58.

6. Анализ электроэнергетических сетей и систем в примерах и задачах [Текст] : учебное пособие : для студентов, обучающихся по направлению подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг ; М-во образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный ун-т им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, [Уральский энергетический ин-т]. - Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2016. - 176 с. : ил.; 24 см.; ISBN 978-5-7996-1784-4.

7. Антоненков, Д.В. Исследование ансамблевых и нейросетевых методов машинного обучения в задаче краткосрочного прогнозирования электропотребления горных предприятий / Д.В. Антоненков, П.В. Матренин // Электротехнические системы и комплексы. – Россия, Магнитогорск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова», 2021. – № 3 (52) – С. 57–65.
8. Бабурин, С.В. Выбор схемы электроснабжения компрессорной станции с газотурбинным приводом по критерию надежности / С.В. Бабурин // Journal of Mining Institute. – 2006. – Т. 167 – № 1 – С. 159–159.
9. Баев, И.А. Внедрение модели ценозависимого управления спросом на электропотребление в промышленности / И.А. Баев, И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Управленец. – Россия, Екатеринбург: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уральский государственный экономический университет», 2018. – Т. 9 – № 6 – С. 111–121.
10. Балонишников, А.М. Прогнозирование временных рядов методами Фармера-Сидоровича и Бокса-Дженкинса / А.М. Балонишников, В.А. Балонишникова, А.В. Копыльцов // Известия Российского государственного педагогического университета им. А. И. Герцена. – Россия, Санкт-Петербург: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный педагогический университет им. А. И. Герцена», 2011. – № 141 – С. 7–16.
11. Бельский, А.А. Применение гибридных накопителей электроэнергии для выравнивания графика нагрузки предприятий / А.А. Бельский, А.Н. Скамьин, О.С. Васильков – DOI:10.21122/1029-7448-2020-63-3-212-222 // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2020. – Т. 63 – № 3 – С. 212–222.
12. Богданов, И.А. Автоматическая система компенсации провалов напряжения в электроэнергетических системах судов с электродвижением / И.А. Богданов, Н.Д. Сенчило – DOI:10.37220/МІТ.2020.49.3.028// Морские Интеллектуальные Технологии. – 2020. – № 3–1 (49) – С. 212–218.

13. Бугаева, Т.М. Принципы построения имитационно-динамической модели прогнозирования потребления электроэнергии / Т.М. Бугаева, Л.Д. Хабачев // Научно-Технические Ведомости Санкт-Петербургского Государственного Политехнического Университета. Экономические Науки. – 2008. – № 2 (54) – С. 126–131.

14. Булыгина, Л.В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции / Л.В. Булыгина, В.И. Ряжских // Вестник Воронежского Государственного Технического Университета. – 2017. – Т. 13 – № 2 – С. 32–39.

15. Валь, П.В. Краткосрочное прогнозирование электропотребления горного предприятия с использованием однофакторных методов / П.В. Валь // Сибирский аэрокосмический журнал. – Россия, Красноярск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика М. Ф. Решетнева», 2011. – № 2 (35) – С. 12–17.

16. Проектирование электроустановок : учебное пособие / М. М. Лукьянов, А. В. Коношенко; Федеральное агентство по образованию, Южно-Уральский гос. ун-т. - Челябинск : Книга, 2008. - 447, [1] с. : ил., табл.; 21 см. - (Серия : Электроэнергетика, электрика, подготовка персонала).; ISBN 978-5-7135-0596-7.

17. Надежность электроснабжения : учебное пособие / А. Н. Шеметов ; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования "Магнитогорский гос. технический ун-т им. Г. И. Носова". - Магнитогорск : МГТУ, 2007. - 138 с. : ил., табл.; 21 см.; ISBN 5-89514-800-X.

18. Генерация и потребление (час) | АО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс] . URL: <https://www.sops.ru/functioning/ees/ees-indicators/ees-gen-consump-hour/> (дата обращения: 04.04.2022).

19. Гладкова, И.А. Метод логико-детерминированного моделирования сетевых систем / И.А. Гладкова, А.С. Можаяев, А.А. Мусаев // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического

университета). – Россия, Санкт-Петербург: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный технологический институт (технический университет)», 2012. – № 14 – С. 89–96.

20. Глушкова, И.В. Перспективы энергетической стратегии в Германии / И.В. Глушкова // Известия Высших Учебных Заведений. Проблемы Энергетики. – 2015. – № 3–4 – С. 42–50.

21. Теория вероятностей и математическая статистика : Учеб. пособие для студентов вузов / В. Е. Гмурман. - 6-е изд., стер. - М. : Высш. шк., 1998. - 478 с. : ил., табл.; 20 см.; ISBN 5-06-003464-X.

22. ГОСТ Р 27.403-2009 Надежность в технике (ССНТ). Планы испытаний для контроля вероятности безотказной работы / Официальное издание. Москва. Стандартиформ. 2009.

23. ГОСТ Р 58092.3.1-2020 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Проектирование и оценка рабочих параметров. Общие требования / Официальное издание. Москва. Стандартиформ. 2020.

24. Григорьева, Д.Р. Методы статистического прогнозирования экономического показателя расхода электроэнергии на предприятии / Д.Р. Григорьева, А.Г. Файзуллина // Экономический анализ: теория и практика. – Россия, Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Издательский дом ФИНАНСЫ и КРЕДИТ», 2015. – № 17 (416) – С. 43–52.

25. Аналитика и исследования ассоциации «новые технологии газовой отрасли»: Аналитический отчет [Электронный ресурс] / С. Гуляев, В. Рыбницкий, Д. Фадеев. – Москва, 2016. URL: <https://newgaztech.ru/upload/АНАЛИТИКА%202.pdf> (дата обращения: 11.04.2022).

26. Гусев, Ю.П. Разработка Усовершенствованной Методики Выбора Параметров И Мест Размещения Систем Накопления Электроэнергии В Распределительных Электрических Сетях / Ю.П. Гусев, П.В. Субботин – DOI:10.14529/power190206 // Вестник Южно-Уральского Государственного Университета. Серия: Энергетика. – 2019. – Т. 19 – № 2 – С. 48–61.

27. Дзюба, А.П. Использование накопителей электроэнергии в качестве инструментов управления спросом на электропотребление / А.П. Дзюба – DOI:10.30914/2411-9687-2019-5-2-228-238 // Вестник Марийского Государственного Университета. Серия: Сельскохозяйственные Науки. Экономические Науки. – 2019. – Т. 5 – № 2 (18) – С. 228–238.

28. Дзюба, А.П. Обзор Программ Управления Спросом На Потребление Электроэнергии Стран Мира / А.П. Дзюба // Менеджмент Социальных И Экономических Систем. – 2021. – № 3 (23) – С. 5–11.

29. Захаров, П.А. Принципы инвариантного управления электроприводами газотранспортных систем при случайных возмущениях / П.А. Захаров, О.В. Крюков // Вестник Ивановского Государственного Энергетического Университета. – 2008. – № 2 – С. 98–103.

30. Зырянов, В.М. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт / В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, И.Ю. Коротков, Г.Б. Нестеренко, Г.А. Пранкевич // Энергетическая политика. – 2020. – № 6 (148) – С. 76–87.

31. Исаев, А.С. Перспективная оценка суточных графиков нагрузки предприятия - субъекта ОРЭМ / А.С. Исаев, М.Г. Ошурков // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – Россия, Тула: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тульский государственный университет», 2017. – № 12–1 – С. 75–81.

32. Кокшаров, В.А. Прогнозирование и планирование электропотребления промышленных предприятий в рамках устойчивой организации производства / В.А. Кокшаров // Инновации И Инвестиции. – 2019. – № 7 – С. 101–107.

33. Кретов, Д.А. Прогнозирование электропотребления энергосбытовой компании с использованием искусственной нейронной сети / Д.А. Кретов, Р.В. Рузанов // Инженерный вестник Дона. – Россия, Ростов-на-Дону: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Южный федеральный университет», 2015. – Т. 35 – № 2–1 – С. 20.

34. Крюков, О.В. Модернизация Систем Управления Электроприводными Газоперекачивающими Агрегатами В Условиях Действующих Компрессорных Станций / О.В. Крюков, С.Е. Степанов. // Сборник статей Международной научно-технической конференции. под редакцией М. А. Щербакова. –Пензенский государственный университет, 2013. – С. 29–32.

35. Крюков, О.В. Энергоэффективность электроприводных газоперекачивающих агрегатов / О.В. Крюков // Электротехнические системы и комплексы. – Россия, Магнитогорск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова», 2015. – № 1 (26) – С. 10–15.

36. Крюков, О.В. Комплексная оптимизация энергопотребления агрегатов компрессорных станций / О.В. Крюков // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 1 (40) – С. 30–33.

37. Крюков, О.В. Практическая реализация технологий электромагнитного подвеса роторов электроприводных газоперекачивающих агрегатов / О.В. Крюков // Вопросы Электромеханики. Труды Вниизм. – 2016. – Т. 153 – № 4 – С. 11–22.

38. Кумаритов, А.М. Экспериментальный анализ качества и поведения регрессионных моделей в способах оперативного прогнозирования потребления электроэнергии / А.М. Кумаритов, А.Э. Дзгоев, Д.К. Гасиева, Е.Н. Нарतिकоева, О.Р. Бабочиев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – Россия, Казань: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет», 2015. – № 3–4 – С. 17–28.

39. Лапаев, Д.Н. Управление системой воздушного охлаждения газа компрессорных станций / Д.Н. Лапаев, Д.С. Мочалин, В.Г. Титов // Труды НГТУ им. Р. Е. Алексеева. – Россия, Нижний Новгород: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева», 2014. – № 5 (107) – С. 79–83.

40. Манусов, В.З. Размер обучающей выборки и ее влияние на архитектуру искусственной нейронной сети в энергосистеме / В.З. Манусов, И.С. Макаров, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, С.А. Ерошенко // Вестник российских университетов. Математика. – Россия, Тамбов: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный университет имени Г. Р. Державина», 2013. – Т. 18 – № 4–1 – С. 1417–1420.

41. Меламед, А.М. Анализ и интервальный прогноз годовых режимов электропотребления энергосистем: диссертация ... кандидата технических наук: 05.14.02 / А.М. Меламед. – Москва, 1980. – 262 с.

42. Можаяев, А.С. Оценка надежности системы из элементов с тремя состояниями с использованием ПК АРБИТР / А.С. Можаяев, А.А. Нозик, А.В. Струков – DOI:10.15622/sp.31.7 // Информатика и автоматизация. – 2013. – № 31 – С. 123–146.

43. Мочалин, Д.С. Оценка и прогнозирование энергопотребления аппарата воздушного охлаждения газа на компрессорной станции / Д.С. Мочалин, В.Г. Титов // Вестник Чувашского университета. – Россия, Чебоксары: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова», 2014. – № 2 – С. 41–46.

44. Надтока, И.И. Адаптация метода сингулярного спектрального анализа для прогнозирования временных рядов электропотребления / И.И. Надтока, О.А. Корнюкова // Известия Высших Учебных Заведений. Северо-Кавказский Регион. Технические Науки. – 2008. – № 3 (145) – С.88-90.

45. Николаев, М.Ю. Повышение качества электроэнергии путем регулирования вентильных генераторов / М.Ю. Николаев, В.В. Макаров, В.О. Кропотин, А.С. Грицай, А.В. Гаак // Системы анализа и обработки данных. – Россия, Новосибирск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», 2019. – № 4 (77) – С. 161–176.

46. Никулина, Ю.В. Анализ Средств Data Mining / Ю.В. Никулина // Экономика И Социум. – 2015. – № 1-1 (14) – С. 133–140.
47. Оптовый рынок электрической энергии и мощности | Ассоциация «НП Совет рынка» [Электронный ресурс] . URL: <https://www.npsr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения: 04.04.2022).
48. Осадчая, С.М. SPSS Как Инструмент Анализа И Описательной Статистики Факторов Потребительского Поведения / С.М. Осадчая, Р.В. Войкин // Вестник Белгородского Университета Кооперации, Экономики И Права. – 2011. – № 1 (37) – С. 225–234.
49. Основные характеристики российской электроэнергетики | Министерство энергетики [Электронный ресурс] . URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 02.04.2022).
50. Павлюк, О.А. Современное состояние и тенденции развития газовой отрасли РФ / О.А. Павлюк, Н.П. Петрова // Молодой ученый. – Россия Казань: Издательство Молодой ученый, 2020. – № 293 – С. 366–369.
51. Пальчиков, А.С. Существующие способы прогнозирования электропотребления объектов в металлургической отрасли [Электронный ресурс] / А.С. Пальчиков // Современные научные исследования и инновации: 9. – 2012. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2012/09/16877> (дата обращения: 04.04.2022).
52. Патент № 2719507 Российская Федерация, СПК G06N 3/02 (2020.02); G01R 31/34 (2020.02); G06F 17/10 (2020.02); G06F 17/14 (2020.02). Способ оценки технического состояния потребителя-регулятора на основе нейросетевого диагностирования : №2019142517 : заявл. 16.12.2019 : опубл. 20.04.2020 / Абрамович Б.Н., **Сенчило Н.Д.**, Бабанова И.С.; заявитель и правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». - 16 с. : ил.
53. Перевощиков, С.И. Расчет Режимов Работы Компрессорных Станций С Турбоприводными Газоперекачивающими Агрегатами [Электронный ресурс] / С.И. Перевощиков – DOI:10.31660/0445-0108-2018-6-123-131// Известия Высших Учебных Заведений. Нефть И Газ. – 2018. – № 6.

54. Половко, Анатолий Михайлович. Основы теории надежности : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 230100 (654600) "Информатика и вычислительная техника" / А. М. Половко, С. В. Гуров. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2008 (СПб. : Тип. Наука). - 702 с. : ил.; 24 см.; ISBN 978-5-94157-541-1.

55. Постановление Правительства Российской Федерации от 20.07.2016 г. № 699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности» // Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 14, ст. 1916

56. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (с изменениями и дополнениями) // Собрание законодательства Российской Федерации, N 23, 04.06.2012, ст.3008.

57. Постановление Правительства РФ от 20.03.2019 N 287 «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 оказания услуг по обеспечению системной надежности» (с изменениями и дополнениями) // Собрание законодательства Российской Федерации от 1 апреля 2019 г. N 13 ст. 1403.

58. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями) // Собрание законодательства Российской Федерации от 23 января 2012 г. N 4 ст. 504.

59. Потапов, В.И. Спектральный анализ ретроспективных данных ООО «Омская энергосбытовая компания» об электропотреблении / В.И. Потапов, А.С. Грицай, Д.А. Тюньков // Омский научный вестник. – Россия, Омск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«Омский государственный технический университет», 2016. – № 5 (149) – С. 74–76.

60. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры [Электронный ресурс] / Инфраструктурный центр EnergyNet. Экспертно-аналитический отчет. Москва – 2019. URL: <https://www.eprussia.ru/lib/341/6262750/> (дата обращения: 04.04.2022).

61. Продукция | ВЕГА-ГАЗ [Электронный ресурс] . URL: <http://www.vega-gaz.ru/Products> (дата обращения: 05.04.2022).

62. Пужайло, А.Ф. Энергосбережение в агрегатах компрессорных станций средствами частотно-регулируемого электропривода / А.Ф. Пужайло, О.В. Крюков, И.Е. Рубцова // Наука И Техника В Газовой Промышленности. – 2012. – № 2 (50) - С.98-106.

63. ПУЭ-7 – Справочная информация: «Правила устройства электроустановок (ПУЭ)» – М.: Госторгиздат, 2015. – 144 с.

64. Раевский, Н.В. Выбор Оптимальной Методики Прогнозирования Временных Рядов Электропотребления / Н.В. Раевский, Д.А. Яковлев, В.Г. Дурнов // Современные Технологии. Системный Анализ. Моделирование. – 2011. – № 3 (31) – С. 170–177.

65. Расулов, А.Н. Мероприятия по экономии электроэнергии на компрессорных станциях / А.Н. Расулов, И.У. Рахмонов. – 2014. – Т. 0 – С. 55–57.

66. Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений. Приложение N 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка (с Изменениями от 17.03.2022) от 14 июля 2006 [Электронный ресурс] . URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200120235> (дата обращения: 04.04.2022).

67. Регламентирующие документы | АО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс] . URL: <https://www.sops.ru/?id=43> (дата обращения: 04.04.2022).

68. Российская энергетика в 2020-м году: вызовы и реалии [Электронный ресурс] . URL: <https://novostienergetiki.ru/rossijskaya-energetika-v-2020-m-godu-vyzovu-i-realii/> (дата обращения: 03.04.2022).

69. Рудаков, А.Д. Оценка эффективности управления энергопотреблением с помощью технологии demand response в России / А.Д. Рудаков // Скиф. Вопросы студенческой науки. – Россия, Санкт-Петербург: Пуляк Александр Владимирович, 2020. – № 4 (44) – С. 329–333.

70. Садиков, Д.Г. Применение Преобразователей Частоты На Компрессорных Станциях Магистральных Газопроводов / Д.Г. Садиков, Д.С. Мочалин, В.Г. Титов // Труды Нгту Им. Р.е. Алексеева. – 2014. – № 2 (104) – С. 179–189.

71. Свид. № 2021680830 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Про-грамма для определения оптимальной ёмкости системы накопления электроэнергии для промышленного предприятия на основе прогно-за электропотребления : №2001610251/69; заявл. 07.12.2021; опубл. 15.12.2021. / **Сенчило Н.Д.**; заявитель и правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение выс-шего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 13 кБ.

72. **Сенчило, Н.Д.** Системный анализ электроэнергетической системы в рамках создания концепции автоматизированной сети электроснабжения для повышения надежности и устойчивости системы. / Н.Д. Сенчило. – 2019. – С. 125–129.

73. **Сенчило, Н.Д.** Использование распределенной генерации на предприятиях угледобычи при неравномерном графике нагрузки системы / Н.Д. Сенчило, Б.И. Гарипов, Д.А. Лях // Промышленная энергетика. – 2019. – № 10 – С. 54–59.

74. Сердечный, Д.В. Особенности эксплуатации накопителя энергии на базе многоэлементной литий-ионной аккумуляторной батареи / Д.В. Сердечный, Ю.Б. Томашевский // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – Россия, Казань: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет», 2017. – Т. 19 – № 9–10 – С. 140–145.

75. Сетевые накопители: новое в управлении энергосистемой [Электронный ресурс] // Портал об энергетике в России и в мире. – 2014. URL: <http://peretok.ru/articles/innovations/5253/> (дата обращения: 04.04.2022).

76. Ценозависимое управление затратами на электропотребление на промышленных предприятиях : автореферат дис. ... кандидата экономических наук: 08.00.05 / Соловьева Ирина Александровна ; № [Место защиты ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»], – Челябинск, 2017. – С. 44.

77. СТО 59012820.27.100.03-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования [Электронный ресурс] . URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_frequency_2012_izm_2014.pdf (дата обращения: 04.04.2022).

78. СТО Газпром 2-6.2-149-2007 Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс] . URL: [https://gosthelp.ru/text/STOGazprom2621492007Categ.html](https://gosthelp.ru/text/STOGazprom2621492007Kateg.html) (дата обращения: 04.04.2022).

79. Теория статистики : [Учеб. для экон. специальностей вузов] / Р. А. Шмойлова, Е. Б. Бесфамильная, Н. Ю. Глубокова и др. ; Под ред. Р. А. Шмойловой ; Моск. гос. ун-т экономики, статистики и информатики. - Москва : Финансы и статистика, 1996. - С.459 : ил.; 22 см.; ISBN 5-279-01479-6

80. Турышева, А.В. Анализ эффективности применения современных электрохимических конденсаторов / А.В. Турышева // Современная Техника И Технологии. – 2014. – № 5 (33) - С.34.

81. Хлынин, А.С. Реализация факторов энергоэффективности электроприводных газоперекачивающих агрегатов в проектах / А.С. Хлынин, О.В. Крюков // Электротехника: Сетевой Электронный Научный Журнал. – 2014. – Т. 1 – № 2 – С.32-27.

82. Хуссейн, А.З.Б.М. Повышение точности краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки потребителей региона с учетом метеофакторов на основе метода опорных векторов: автореф. дис. ... кандидат техн. наук : 05.14.02/ А.З.Б.М. Хуссейн. – Новочеркасск, 2015. – С. 181.

83. Частота | АО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс] . URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ees-indicators/ees-freq/> (дата обращения: 04.04.2022).

84. Часы пиковой нагрузки | АО «АТС» [Электронный ресурс] . URL: <https://www.atsenergo.ru/results/market/calcfacthour> (дата обращения: 04.04.2022).

85. Черемных, А.А. Применение ансамблей деревьев решений и линейной регрессии для оперативного прогнозирования нагрузки / А.А. Черемных, А.В. Сидорова, О.В. Танфильев, А.Г. Русина // Электроэнергия. Передача И Распределение. – 2021. – № 6 (69) – С. 54–61.

86. Чудновец, С.П. Накопители электрической энергии для систем генерирования электрической энергии (аналитический обзор) / С.П. Чудновец, С.А. Харитонов // Системы анализа и обработки данных. – Россия, Новосибирск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», 2013. – № 1 – С. 163–172.

87. Шавина, Е.В. Тенденции развития мировой газовой отрасли в современных условиях / Е.В. Шавина // Геоэкономика энергетики. – Россия, Москва: Автономная некоммерческая организация Институт диаспоры и интеграции (Институт стран СНГ), 2020. – Т. 12 – № 4 – С. 40–58.

88. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года | Министерство энергетики [Электронный ресурс] . URL: <https://minenergo.gov.ru/node/15357> (дата обращения: 02.04.2022).

89. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года | Министерство энергетики [Электронный ресурс] . URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 03.04.2022).

90. Ящук, И.Л. Применение общего логико-вероятностного метода для оценки показателей надежности структурно-сложных систем / И.Л. Ящук, Ю.Л. Вященко // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. – Россия, Красноярск: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет

науки и технологий имени академика М. Ф. Решетнева», 2013. – Т. 1 – № 9 – С. 347–348.

91. AL Shaqsi, A.Z. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits / A.Z. AL Shaqsi, K. Sopian, A. Al-Hinai – DOI:10.1016/j.egy.2020.07.028 // Energy Reports. Series: SI:Energy Storage - driving towards a clean energy future. – 2020. – Vol. 6 – P. 288–306.

92. Albadi, M. Demand Response in Electricity Markets: An Overview / M. Albadi, E – DOI:10.1109/PES.2007.385728 // El-Saadany. – 2007– Vol. 1 – P. 5

93. Alipour, M. Beyond the Diffusion of Residential Solar Photovoltaic Systems at Scale: Allegorising the Battery Energy Storage Adoption Behaviour / M. Alipour, R.A. Stewart, O. Sahin – DOI:10.3390/en14165015 // Energies. – 2021. – Vol. 14 – № 16 – P. 5015.

94. Bayer, B. Demand Response – sind die USA ein Vorbild für Deutschland? Eine Analyse der Integration von Demand Response in die US-amerikanischen Kapazitäts- und Regelleistungsmärkte / B. Bayer. – DOI:10.2312/iass.2014.010 // Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) – 2014.

95. Bovera, F. Economic opportunities for Demand Response by Data Centers within the new Italian Ancillary Service Market / F. Bovera, M. Delfanti, F. Bellifemine – DOI:10.1109/INTLEC.2018.8612440 // Conference: 2018 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC) – 2018. – P. 8.

96. Carrizosa, M.J. Multi-terminal dc grid overall control with modular multilevel converters / M.J. Carrizosa, N. Stankovic, J.-C. Vannier, Y.E. Shklyarskiy, A.I. Bardanov – DOI:10.31897/pmi.2020.3.357 // Journal of Mining Institute. – 2020. – Vol. 243 – P. 357–357.

97. Cho, S.-M. Optimal Power Assignment of Energy Storage Systems to Improve the Energy Storage Efficiency for Frequency Regulation / S.-M. Cho, S.-Y. Yun – DOI:10.3390/en10122092 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2017. – Vol. 10 – № 12 – P. 2092.

98. Chowdhury, N. Optimal Energy Storage System Positioning and Sizing with Robust Optimization / N. Chowdhury, F. Pilo, G. Pisano – DOI:10.3390/en13030512 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. – Vol. 13 – № 3 – P. 512.

99. Cost of electricity by source - Wikipedia [Электронный ресурс] . URL: https://ru.abcdef.wiki/wiki/Cost_of_electricity_by_source (дата обращения: 04.04.2022).
100. Department for Business, Energy & Industrial Strategy - GOV.UK [Электронный ресурс] . URL: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy> (дата обращения: 04.04.2022).
101. Fuerte-Esquivel, C.R. Newton–Raphson algorithm for the reliable solution of large power networks with embedded FACTS devices / C.R. Fuerte-Esquivel, E. Acha – DOI:10.1049/ip-gtd:19960531 // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. – IET Digital Library, 1996. – Vol. 143 – № 5 – P. 447–454.
102. Grueneich, D. The Next Level of Energy Efficiency: The Five Challenges Ahead / D. Grueneich – DOI:10.1016/j.tej.2015.07.001 // The Electricity Journal. – 2015. – Vol. 28.
103. Guarnaccia, C. Development of Seasonal ARIMA Models for Traffic Noise Forecasting / C. Guarnaccia, N.E. Mastorakis, J. Quartieri, C. Tepedino, S.D. Kaminaris – DOI:10.1051/mateconf/201712505013 // MATEC Web of Conferences. – EDP Sciences, 2017. – Vol. 125 – P. 05013.
104. Hastie, T. Generalized Additive Models: Some Applications / T. Hastie, R. Tibshirani – DOI:10.1007/978-1-4615-7070-7_8 // Journal of the American Statistical Association – 1987 - P. 66-81.
105. Hesse, H.C. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids / H.C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, A. Jossen – DOI:10.3390/en10122107 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2017. – Vol. 10 – № 12 – P. 2107.
106. Hou, Q. Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China / Q. Hou, N. Zhang, E. Du, C. Kang, M. Miao, F. Peng – DOI:10.1016/j.apenergy.2019.03.067 // Applied Energy. – 2019. – Vol. 242 – P. 205–215.

107. Jordan, M.I. Advances in Neural Information Processing Systems: Proceedings of the First 12 Conferences / M.I. Jordan, Y. LeCun, S.A. Solla. – Cambridge, MA, USA: MIT Press. – 2001.
108. Kirschen, D.S. Demand-side view of electricity markets / D.S. Kirschen – DOI:10.1109/TPWRS.2003.810692 // IEEE Transactions on Power Systems: IEEE Transactions on Power Systems. – 2003. – Vol. 18 – № 2 – P. 520–527.
109. Klaas, A.-K. A MILP Model for Revenue Optimization of a Compressed Air Energy Storage Plant with Electrolysis / A.-K. Klaas, H.-P. Beck – DOI:10.3390/en14206803 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021. – Vol. 14 – № 20 – P. 6803.
110. Malarev, V. Algorithm for automatic compensation of voltage dips in power supply of industrial facilities / V. Malarev, I. Bogdanov, **N. Senchilo** – DOI:10.5937/jaes18-26361 // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. – Vol. 18 – № 2 – P. 173–180..
111. Mongird, K. An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics / K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov, B. Hadjerioua – DOI:10.3390/en13133307 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. – Vol. 13 – № 13 – P. 3307.
112. Nerlove, M. Analysis of economic time series : a synthesis / M. Nerlove. – San Diego, CA : Academic Press, 1995. – P.498.
113. Nevzorova, T. The Role of Advocacy Coalitions in Shaping the Technological Innovation Systems: The Case of the Russian Renewable Energy Policy / T. Nevzorova, V. Kutcherov – DOI:10.3390/en14216941 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021. – Vol. 14 – № 21 – P. 6941.
114. Papadopoulos, V. Peak Shaving through Battery Storage for Low-Voltage Enterprises with Peak Demand Pricing / V. Papadopoulos, J. Knockaert, C. Develder, J. Desmet – DOI:10.3390/en13051183 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. – Vol. 13 – № 5 – P. 1183..
115. Pieńkowski, K. Control of the Hybrid Renewable Energy System with Wind Turbine, Photovoltaic Panels and Battery Energy Storage / K. Pieńkowski, P. Gajewski -

DOI:10.3390/en14061595 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021 - Vol.14 - P.1595.

116. Rahmann, C. Methodological Approach for Defining Frequency Related Grid Requirements in Low-Carbon Power Systems / C. Rahmann, S.I. Chamas, R. Alvarez, H. Chavez, D. Ortiz-Villalba, Y. Shklyarskiy – DOI:10.1109/ACCESS.2020.3021307 // IEEE Access: IEEE Access. – 2020. – Vol. 8 – P. 161929–161942.

117. Research - VYGON.Consulting [Электронный ресурс] . URL: <https://vygon.consulting/en/products/issue-1828> (дата обращения: 04.04.2022).

118. Scientific Research Center “Energetichesky Menedzhment” A Model for Comprehensive Price-Dependent Management of Industrial Enterprises’ Demand for Electricity and Gas / Scientific Research Center “Energetichesky Menedzhment”, A.P. Dzyuba, I.A. Solovyeva – DOI:10.29141/2073-1019-2018-19-1-7 // Journal of the Ural State University of Economics. – 2018. – Vol. 19 – № 1 – P. 79–93.

119. **Senchilo, N.** Application of the large capacity accumulators in the mining industry for the purpose of efficient use of energy re-sources with a high share of alternative energy sources on the example oh the city Suchjou in China / N. Senchilo. // Proceedings of 59 Konfer-encja Studenckich Kół Naukowych Pionu Górniczego AGH 6 grudnia 2018. – 2018 – P. 162.

120. **Senchilo, N.** Economic assessment of energy efficiency of electricity supply to mining enterprise by distributed energy resources. / N. Senchilo. // Efficiency and Sustainability in the Mineral Industry | Scientific reports on resource issues – 2019. – Vol. 1. – P. 353-357.

121. **Senchilo, N.** Improving the Energy Efficiency of Electricity Distribution in the Mining Industry Using Distributed Generation by Forecasting Energy Consumption Using Machine Learning / N. Senchilo, I. Babanova – DOI:10.1109/FarEastCon50210.2020.9271335 // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon): 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2020. – P. 1–7.

122. **Senchilo, N.D.** Analysis of the Influence of Various Types of Generation on the Formation of a Daily Schedule of Electrical Loads of the Power System, Taking Into Account Abnormal and Irregular Time Intervals / N.D. Senchilo – DOI:10.1109/ElConRus51938.2021.9396394 // 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus): 2 – 2021. – P. 1544–1548.

123. **Senchilo, N.D.** Method for Determining the Optimal Capacity of Energy Storage Systems with a Long-Term Forecast of Power Consumption / N.D. Senchilo, D.A. Ustinov – DOI:10.3390/en14217098 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021. – Vol. 14 – № 21 – P. 7098.

124. Silva-Saravia, H. Flywheel Energy Storage Model, Control and Location for Improving Stability: The Chilean Case / H. Silva-Saravia, H. Pulgar-Painemal, J.M. Mauricio – DOI:10.1109/TPWRS.2016.2624290 // IEEE Transactions on Power Systems: IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Vol. 32 – № 4 – P. 3111–3119.

125. Song, C.H. Exploring and Predicting the Knowledge Development in the Field of Energy Storage: Evidence from the Emerging Startup Landscape / C.H. Song – DOI:10.3390/en14185822 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021. – Vol. 14 – № 18.

126. Sun, T. Two-Layer Optimization Model for the Siting and Sizing of Energy Storage Systems in Distribution Networks / T. Sun, L. Zeng, F. Zheng, P. Zhang, X. Xiang, Y. Chen – DOI:10.3390/pr8050559 // Processes. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. – Vol. 8 – № 5 – P. 559..

127. Szott, M. Fault-Tolerant Control in a Peak-Power Reduction System of a Traction Substation with Multi-String Battery Energy Storage System / M. Szott, M. Jarnut, J. Kaniewski, Ł. Pilimon, S. Werminiński – DOI:10.3390/en14154565 // Energies. – 2021. – Vol. 14 – № 15 – P.5567.

128. Forecasting at scale / S.J. Taylor, B. Letham. – DOI:10.7287/peerj.preprints.3190v2 // PeerJ Inc. – 2017..

129. Tellidou, A.C. Agent-Based Analysis of Capacity Withholding and Tacit Collusion in Electricity Markets / A.C. Tellidou, A.G. Bakirtzis –

DOI:10.1109/TPWRS.2007.907533 // IEEE Transactions on Power Systems: IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol. 22 – № 4 – P. 1735–1742.

130. Veen, R.A.C. van der The electricity balancing market: Exploring the design challenge / R.A.C. van der Veen, R.A. Hakvoort – DOI:10.1016/j.jup.2016.10.008 // Utilities Policy. – 2016. – Vol. 43 – P. 186–194.

131. Yang, Y. Research on Energy Storage Optimization for Large-Scale PV Power Stations under Given Long-Distance Delivery Mode / Y. Yang, C. Lian, C. Ma, Y. Zhang – DOI:10.3390/en13010027 // Energies. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. – Vol. 13 – № 1 – P. 27.

132. Yu, L. An Overview of System Strength Challenges in Australia's National Electricity Market Grid / L. Yu, K. Meng, W. Zhang, Y. Zhang – DOI:10.3390/electronics11020224 // Electronics. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2022. – Vol. 11 – № 2 – P. 224.

133. Zhukovskiy, Y.L. Development of an Algorithm for Regulating the Load Schedule of Educational Institutions Based on the Forecast of Electric Consumption within the Framework of Application of the Demand Response / Y.L. Zhukovskiy, M.S. Kovalchuk, D.E. Batueva, **N.D. Senchilo** – DOI:10.3390/su132413801 // Sustainability. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021. – Vol. 13 – № 24 – P. 13801.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по образовательной
деятельности федерального
государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Санкт-Петербургский горный
университет»



к.т.н., доц. Д.Г. Петраков

«11» февраля 2022 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Сенчило Никита Дмитриевича «Прогнозирование электропотребления компрессорных станций с применением систем накопления электроэнергии», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы в учебный процесс федерального государственного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Разработанный автором метод среднесрочного прогнозирования электропотребления с применением системы накопления электроэнергии будет использован для изучения на практических занятиях при обучении студентов направления подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» в рамках дисциплин «Современные проблемы электротехнических наук», «Энергосбережение, энергоэффективность и энергоаудит в электроэнергетике» и «Актуальные проблемы электроснабжения». Решение о внедрении результатов диссертационного исследования принято на заседании кафедры ЭиЭМ (выписка из протокола № 09/02 от 10.02.2022). Плановая дата внедрения – осенний семестр 2022/2023 учебного года.

В ходе практических занятий студенты знакомятся с методами прогнозирования электропотребления на основе моделей регрессионно-классификационных деревьев с использованием экзогенных параметров и градиентного спуска, авторегрессионных и нейросетевых моделей, с особенностями электропотребления компрессорных станций магистрального газопровода, методами повышения надежности электроснабжения, а также применения систем накопления электроэнергии на предприятиях для повышения их энергетической эффективности.

Декан энергетического
факультета, д.т.н., проф.

Заведующий кафедрой
ЭиЭМ, д.т.н., проф.

В.А. Шпенст

В.А. Шпенст