

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Рохлов Владислав Андреевич

**ЭФФЕКТИВНЫЕ АЛГОРИТМЫ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С
ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ**

Специальность 2.4.2. – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Хамитов Р.Н.

Тюмень – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. Анализ проблемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях и методов их снижения.....	14
1.1 Состояние проблемы потерь электроэнергии в электрических сетях	14
1.2 Специфика сельских распределительных электрических сетей среднего класса напряжения.	23
1.3 Обзор методов снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.....	31
1.4 Цель и задачи исследования.....	42
Выводы по главе.....	43
2. Разработка алгоритма расчета и коррекции параметров режимов работы распределительной электрической сети в задаче ее оптимальной реконфигурации.....	44
2.1 Информационное обеспечение сельских распределительных электрических сетей.....	44
2.2 Анализ методов расчета установившихся режимов работы распределительных электрических сетей.....	53
2.3 Алгоритм определения и коррекции параметров режима работы распределительной электрической сети.	59
Выводы по главе.....	66
3. Математическая модель распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации.	68
3.1 Постановка задачи.....	68
3.2 Формализация задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети среднего напряжения.	69
3.3 Последовательность присвоения порядковых номеров элементам распределительной электрической сети	75

3.4 Система ограничений математической модели для решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети.....	79
3.5 Целевая функция математической модели для решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети.....	81
3.6 Пример определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети.....	82
Выводы по главе.....	87
4. Разработка системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети	88
4.1 Интеграция системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети в существующую инфраструктуру	88
4.2 Алгоритмическое обеспечение системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.....	98
4.2.1 Алгоритм «Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения задачи оптимальной реконфигурации сети»	98
4.2.2 Алгоритм «Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети»	101
4.2.3 Алгоритм «Определение режима управления реклоузерами в составе автоматизированной системы»	107
4.2.4 Алгоритм «Определение оптимальных мест нормальных разрывов в распределительной электрической сети среднего напряжения»	112
4.3 Структурная модель системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.	115
4.4 Оценка эффективности автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.....	123
Выводы по главе.....	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	133

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Определение оптимальных, с точки зрения минимизации потерь, мест нормальных разрывов в распределительной сети 6-10 кВ» № 2021619480 от 10.06.2021	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения задачи оптимальной реконфигурации сети» № 2025664979 от 09.06.2025	151
ПРИЛОЖЕНИЕ В - Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети» № 2025663090 от 26.05.2025	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Определение режима управления реклоузерами в составе автоматизированной системы» № 2025661854 от 14.05.2025	153
ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Определение оптимальных мест нормальных разрывов в распределительной электрической сети среднего напряжения» № 2025662563 от 22.05.2025	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Описание прецедентов структурной модели системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети	155
ПРИЛОЖЕНИЕ Е - Спецификации классов, операций и атрибутов структурной модели системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Диаграммы активностей фрагментов взаимодействий структурной модели системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети	173
ПРИЛОЖЕНИЕ З – Акты внедрения.....	181

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В условиях постоянно растущего спроса на электроэнергию возрастает необходимость принятия технических и организационных мер по снижению потерь электроэнергии в электросетевом комплексе. Так, согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. (далее - Стратегия), утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. №1523-р к приоритетам государственной политики в области энергетики относится рациональное природопользование и энергоэффективность. В качестве показателя энергетической эффективности электрических сетей в рамках Стратегии используется уровень потерь электроэнергии. Кроме того, снижение уровня потерь электрической энергии отнесено к числу целевых ориентиров согласно Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 г. №511-р.

Из результатов анализа статистических данных по балансам электрической энергии Российской Федерации видно, что уровень относительных потерь электрической энергии в электрических сетях тем выше, чем больше доля потребления коммунально-бытовыми потребителями в общем энергобалансе. Системы электроснабжения коммунально-бытовых потребителей характерны преобладанием распределительных электрических сетей класса напряжения 10/0,4 кВ по отношению к сетям более высших классов напряжения. При этом, в сельской местности ввиду малых значений и пространственной рассредоточенности электрических нагрузок, а также ввиду ограниченности количества центров питания протяженность ЛЭП-10 кВ достигает нескольких десятков километров. Таким образом, можно сделать вывод о том, что основная доля потерь электроэнергии формируется именно в распределительных электрических сетях класса напряжения 10/0,4 кВ.

С целью повышения надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей ЛЭП-10 кВ выполняются по кольцевой схеме с присоединением к двум центрам питания. При этом, в сельской местности ЛЭП-10 кВ имеют воздушное исполнение. Для недопущения протекания уравнивающих токов и во избежание необходимости параллельной работы трансформаторов, установленных на питающих подстанциях кольцевые ЛЭП-10 кВ эксплуатируются в разомкнутом режиме, для чего в магистрали такой ЛЭП организуют нормальные разрывы посредством применения секционирующих коммутационных аппаратов.

Преимущества кольцевой структуры с секционирующими аппаратами, характерной для сельских распределительных электрических сетей и созданной с целью повышения надежности электроснабжения, могут быть применены и для снижения уровня потерь электроэнергии. Так, одним из наиболее действенных методов снижения потерь электроэнергии в электрических сетях является оптимальное управление потоками мощности, протекающей по линиям. Управление потоками мощности осуществляется посредством изменения состояний коммутационных аппаратов, установленных на магистральных участках кольцевых ЛЭП и, как следствие, изменения конфигурации сети. Снижение потерь электроэнергии достигается за счет оптимального распределения потоков мощности по участкам ЛЭП. Для исключения возникновения аварийных ситуаций при выборе оптимальной конфигурации сети необходимо учитывать эксплуатационные характеристики и состояния электросетевого оборудования. Таким образом, выбор оптимальной конфигурации сети является комплексной задачей, решение которой требует учета как параметров энергопотребления, так и схемных и эксплуатационных параметров распределительной электрической сети.

На сегодняшний день в рамках исполнения ряда нормативных актов, среди которых: указ Президента Российской Федерации от 09.05.2017 №203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017-2030 годы», программа «Цифровая экономика Российской Федерации», утв.

распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 №1632-р, «Стратегическое направление в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года», утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 12.03.2024 № 581-р, концепция ПАО «Россети» «Цифровая трансформация 2030» происходит повсеместное внедрение технологий интеллектуальных электрических сетей Smart Grid. Различные области технологий Smart Grid охватывают все элементы энергосистем, от объектов генерации до энергопринимающих установок. Данные технологии позволяют осуществлять сбор и обработку режимных и эксплуатационных параметров элементов электрической сети, а также удаленное управление состоянием электрооборудования – коммутационных аппаратов, РПН силовых трансформаторов, установок компенсации реактивной мощности и т.д.

Применение современных, автоматизированных пунктов секционирования, имеющих функцию удаленного управления и возможность интеграции в SCADA-систему управления энергосистемой в совокупности с информационно-измерительными системами обеспечивает возможность оптимизации потоков мощности в кольцевых ЛЭП-10 кВ путем изменения конфигурации сети в режиме реального времени, основываясь на текущих значениях режимных параметров, полученных от измерительных приборов, что существенно повышает точность получаемых решений, а также адаптивность сети к текущему режиму энергопотребления. Кроме того, наличие управляемых пунктов секционирования и возможности сбора измерительной информации в режиме реального времени позволяет внедрять новые системы управления в виде дополнительных программных модулей без установки дополнительного оборудования.

В описанных условиях разработка автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети является актуальной научно-технической задачей.

Степень разработанности проблемы. Вопросам оптимизации режимов работы энергосистем и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях посвящены работы многих авторов, в том числе: В.Э. Воротницкого, Ю.С.

Железко, В.И. Идельчика, А.В. Липеса, А.С. Бердина, В.Я. Горячева, И.А. Буздко, В.А. Дале, В.В. Картавцева, С.А. Решетова, Т.Б. Лещинской, Н.В. Савиной, В.В. Карагордина, И.А. Палау, А.П. Чмутова, А.И. Афанасьева, В.Н. Казанцева, Г.Е. Пospelова, В.Г. Пекелиса.

Вопросы исследования, разработки и внедрения автоматизированных информационно-измерительных систем и систем управления в рамках концепции Smart Grid рассмотрены в работах Н.И. Воропая, В.Ю. Вуколовой, А.С. Яндульского, Р.А. Дьяченко, Б.Ф. Вайнзихера, Б.Б. Кобец, И.О. Волковой, В.И. Гуревича, Е.Н. Сосниной, S. Giannelos, S. Borozan, N. Sulaiman, H. Hizam.

Различные методы и алгоритмы оптимальной реконфигурации электрических сетей описаны в работах М.И. Фурсанова, А.Г. Фишова, Б.Г. Булатова, М. Mahdavi, Н.Н. Alhelou, М. Haghifam, Р. Nazarian, А Safari, Е. Kianmehr, S. Nikkhah, C. Wang, S. Lei.

Объект исследования - электротехнические комплексы, содержащие воздушные и кабельно-воздушные кольцевые ЛЭП-10 кВ с двумя источниками питания и оборудованные автоматизированными пунктами секционирования.

Предмет исследования - зависимость уровня потерь мощности от конфигурации электротехнических комплексов, содержащих воздушные и кабельно-воздушные кольцевые ЛЭП-10 кВ с двумя источниками питания.

Цель исследования - снижение уровня потерь электроэнергии в электротехнических комплексах, содержащих воздушные и кабельно-воздушные кольцевые ЛЭП-10 кВ с двумя источниками питания путем выбора их оптимальной конфигурации.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Провести анализ и сравнение существующих методов снижения уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях, а также технологий интеллектуальных электрических сетей Smart Grid, обосновать актуальность разработки новых алгоритмов оптимального управления конфигурацией распределительных электрических сетей.

2. Разработать алгоритм определения параметров режима работы распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации.

3. Разработать математическую модель распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации.

4. Разработать структурную модель, а также алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

5. Провести апробацию математической модели в составе системы автоматического оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети с целью подтверждения эффективности разработанных решений.

Методы исследования – методы математической статистики, теории множеств, теории электрических цепей, математического моделирования, бинарного целочисленного программирования, объектно-ориентированного языка моделирования UML.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Разработан алгоритм определения параметров режима работы распределительной электрической сети, основанный на комбинированном применении метода Ньютона-Рафсона и матриц чувствительности и отличающийся адаптивностью к изменениям в схеме и характеристиках рассматриваемых электросетевых объектов между циклами расчета.

2. Разработана математическая модель распределительной электрической сети для решения задачи поиска ее оптимальной конфигурации, направленная на минимизацию потерь активной мощности, отличающаяся учетом ограничений по мощности силовых трансформаторов и необходимости сохранения питания всех потребителей.

3. Разработана структурная модель и алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети, отличающиеся описанием полного цикла

управления, включающего в себя сбор исходных данных, анализ эксплуатационных состояний электросетевых объектов, расчеты режимов работы ЛЭП, определение оптимальной конфигурации сети, формирование и отправку последовательности управляющих воздействий.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту:

1. Математическая модель распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации по критерию минимума потерь мощности.

2. Алгоритм определения параметров режима работы распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации.

3. Алгоритмическая основа и структурная модель автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

4. Обоснование варианта технической реализации автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

5. Апробация разработанной автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

Теоретическая значимость работы:

1. Разработанный алгоритм определения параметров режима работы распределительной электрической сети позволяет избежать повторяющегося итерационного процесса и, как следствие, сократить время расчетов.

2. Разработанная математическая модель позволяет определять оптимальную конфигурацию для всей сети, состоящей из нескольких кольцевых ЛЭП-10 кВ, за один цикл расчетов.

Практическая значимость работы:

1. Разработана программа для ЭВМ «Определение оптимальных, с точки зрения минимизации потерь, мест нормальных разрывов в распределительной

сети 6-10 кВ» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021619480);

2. Разработана программа для ЭВМ «Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения задачи оптимальной реконфигурации сети» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025664979);

3. Разработана программа для ЭВМ «Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025663090);

4. Разработана программа для ЭВМ «Определение режима управления реклоузерами в составе автоматизированной системы» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №202566854);

5. Разработана программа для ЭВМ «Определение оптимальных мест нормальных разрывов в распределительной электрической сети среднего напряжения» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025662563).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Представленная диссертационная работа является теоретико-прикладным исследованием в области управления режимами работы распределительных электрических сетей. Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.4.2. – Электротехнические комплексы и системы, а именно: п. 3 «Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления.»; п. 4 «Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов».

Реализация результатов исследования.

Разработанные программы для ЭВМ приняты в эксплуатацию филиалом АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети.

Основные положения и результаты диссертационной работы используются в филиале АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети при организации нормальной схемы электрической сети 10 кВ, питающей коммунально-бытовых потребителей Тюменского муниципального района.

Получены акты внедрения результатов диссертационной работы в эксплуатацию в филиале АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети.

Степень достоверности и апробация результатов.

Достоверность полученных результатов подтверждается корректным применением используемых математических методов, а также результатами проведенных расчетов.

Основные положения проведенного исследования докладывались и обсуждались на следующих научных мероприятиях:

- Национальная с международным участием научно-практическая конференция студентов, аспирантов, ученых и специалистов, посвященная 65-летию Тюменского индустриального университета «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Тюмень, 2021 г.)
- Всероссийская с международным участием конференция «Актуальные вопросы энергетики» (г. Омск, 2022 г.)
- Национальная с международным участием научно-практическая конференция студентов, аспирантов, ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Тюмень, 2022 г.)
- Международная научно-практическая конференция им. Д.И. Менделеева (г. Тюмень, 2022 г.)
- Международная молодежная научная конференция «Физика. Технологии. Инновации.» (г. Екатеринбург, 2023 г.)

- Международная научно-техническая конференция «Технологический суверенитет и цифровая трансформация» (г. Казань, 2023 г.)
- Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2023 г.)
- Международная научно-практическая конференция «Карбышевыские чтения. Наше дело правое – победа будет за нами!» (г. Тюмень, 2023 г.)
- Международная научно-практическая конференция по энергетическим исследованиям, перспективным материалам и прикладной химии (г. Ташкент, 2024 г.)
- Международная молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» (г. Казань, 2024 г.)

По теме исследования опубликовано 15 печатных работ, в том числе: 3 статьи в научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 2 статьи в изданиях, входящих в базу Web of Science, 5 тезисов докладов в материалах конференций и 5 свидетельств о государственной регистрации программы для ЭВМ.

1. Анализ проблемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях и методов их снижения

1.1 Состояние проблемы потерь электроэнергии в электрических сетях

Согласно статистическим данным [1] мировое потребление электроэнергии за период с 1990 по 2023 г. увеличилось с 10 118 до 25 759 ТВт*ч, что соответствует приросту потребления, равному 155% со среднегодовым темпом роста, равным 2,8%. При этом, по данным Международного энергетического агентства (International energy agency - IEA) мировой спрос на электроэнергию в 2024 году вырос на 4,3% и, по прогнозу, будет расти ориентировочно на 4% в год в период 2025 – 2027 г. Такой рост соответствует увеличению потребления электроэнергии на 3500 ТВт*ч в год, что эквивалентно увеличению мирового потребления на объем потребления Японии каждый год [2].

Потребление электроэнергии по ЕЭС России и технологически изолированным территориальным энергосистемам, расположенным в Российской Федерации согласно прогнозу, приведенному в схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы [3] увеличится с 1 137,6 до 1 316 ТВт*ч за период с 2023 до 2030 года. Среднегодовой темп прироста составит 2%.

В условиях устойчивого роста потребления электроэнергии, обусловленного ростом населения, индустриализацией, урбанизацией, повсеместным разворачиванием масштабных центров обработки данных и ростом экономики, одной из ключевых задач для обеспечения эффективности функционирования электросетевого комплекса является снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Так, согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [4] к мерам, обеспечивающим решение основных задач электроэнергетики, относится улучшение технико-экономических показателей функционирования электросетевого хозяйства и повышение эффективности технологий передачи электроэнергии. При этом, показателем эффективности функционирования электрических сетей является

уровень потерь электроэнергии.

Анализ глобальных статистических данных [5] свидетельствует о заметном снижении уровня потерь электроэнергии в мире за период с 1990 по 2023 год. Потери электроэнергии в электрических сетях в мире за 1990 г. составили 8,4% от отпуска в сеть. Далее, в течение двенадцати лет фиксировался умеренный рост, достигший пика в 2002 году, составившего 8,9%. С 2006 года наблюдалась тенденция к снижению потерь, ускорившаяся после 2018 года. К 2023 году уровень потерь сократился до 6,1%, что отражает успешное применение мер по повышению энергоэффективности и модернизации электросетевой инфраструктуры в большинстве стран. Таким образом, снижение потерь электроэнергии за рассматриваемый период составило 2,3 %. Динамика общемировых потерь в электрических сетях показана на рисунке 1.1.

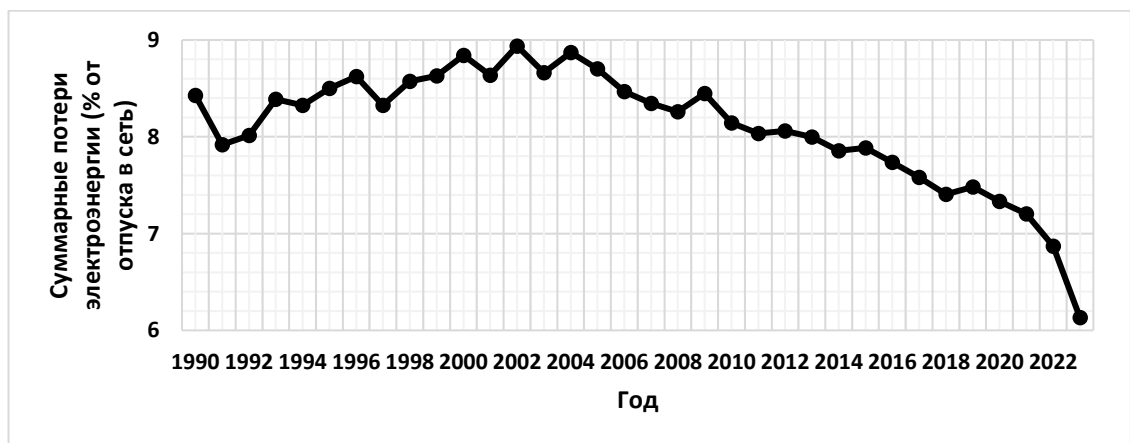


Рисунок 1.1 - Динамика общемировых потерь электроэнергии в электрических сетях за период 1990-2023 г.

При этом, в связи со значительным ростом мирового потребления электроэнергии (рис. 1.2), уровень потерь в абсолютных единицах за рассматриваемый период возрос с 909 млрд кВт*ч в 1990 году до 2053 млрд кВт*ч в 2023 году [6]. Учитывая устойчивую тенденцию к повышению ставок на оплату технологического расхода электроэнергии, рост потерь влечет за собой значительное увеличение эксплуатационных затрат как для электросетевых организаций, так и для потребителей.

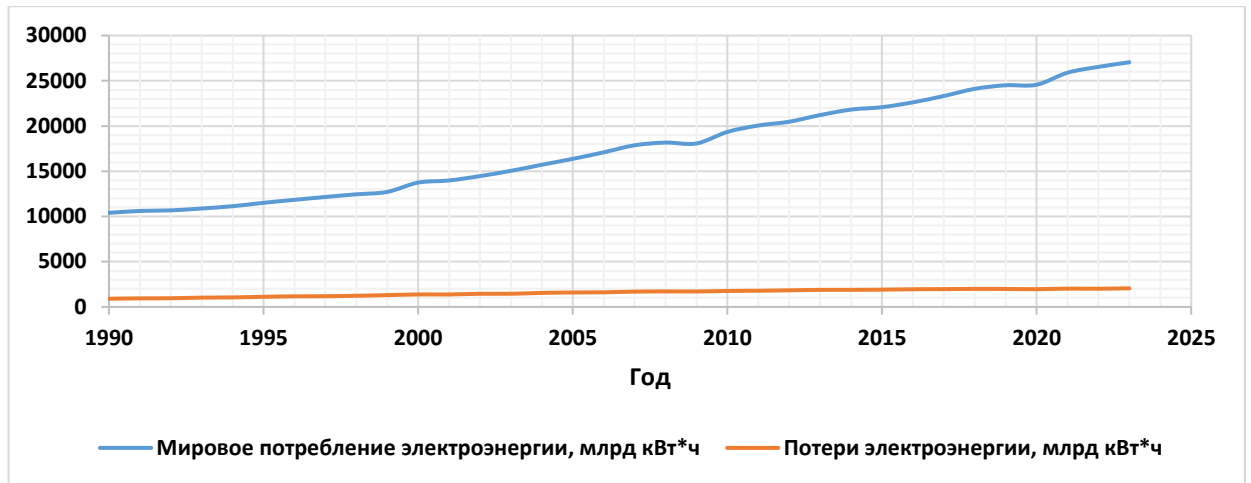


Рисунок 1.2 – Динамика роста мирового потребления и потерь электроэнергии

Несмотря на глобальную тенденцию к снижению относительных потерь, в ряде стран и регионов сохраняются проблемы, связанные с эффективностью функционирования электросетевого комплекса. Анализ статистических данных в разрезе стран позволяет выявить четкую взаимосвязь между уровнем потерь электроэнергии и степенью экономического развития государства. Динамика потерь электроэнергии в разрезе стран показана на рисунке 1.3 [5].

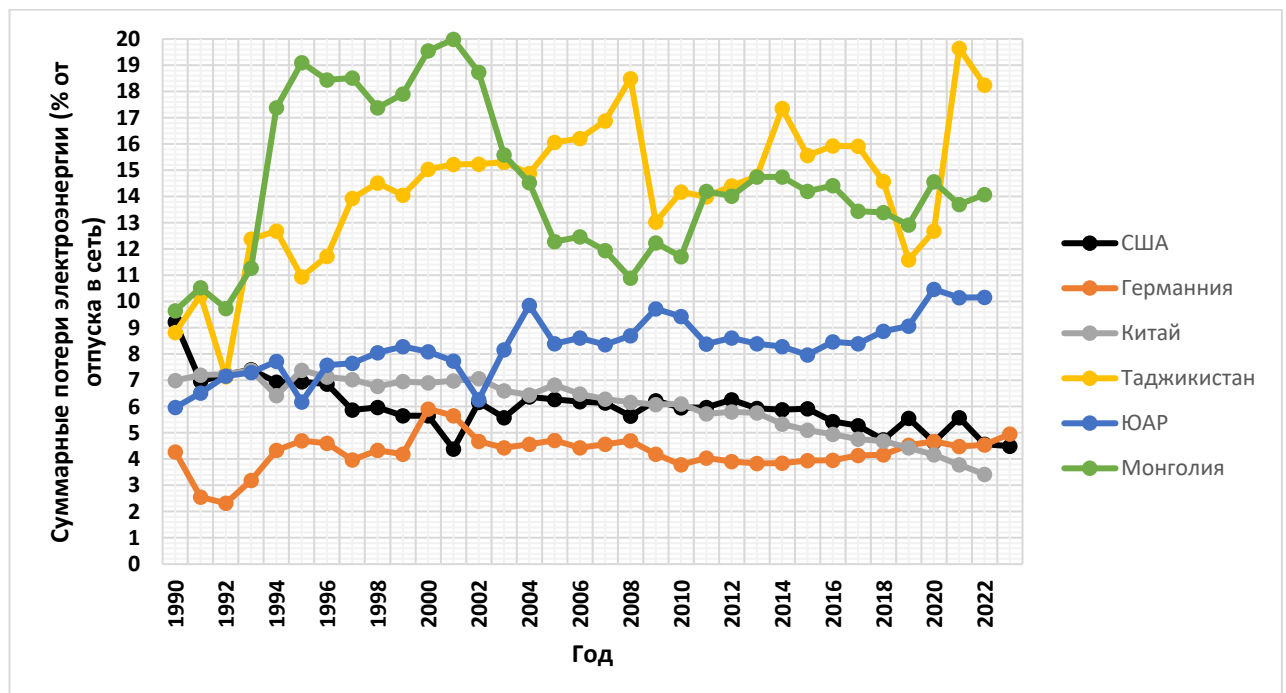


Рисунок 1.3 - Динамика потерь электроэнергии в разрезе стран за период 1990 – 2023 г.

В странах с развитой экономикой, таких как США, Китай и Германия, наблюдается тенденция к снижению потерь и их стабилизация на низком уровне. Так, в Германии уровень относительных потерь электроэнергии варьируется в пределах от 4 до 6%, демонстрируя высокую эффективность управления электросетевым хозяйством [7]. Относительные потери в электрических сетях США в последние годы лежат в пределах от 4,5% до 5,5%. Китай за последние три десятилетия достиг значительного прогресса снизив потери с 7% до 3,4%. Напротив, для стран с низким уровнем экономического развития характерны более высокие и нестабильные уровни потерь, достигающие в отдельные годы критических значений, составляющих 18-20%. Особенно эта проблема выражена в энергосистемах Монголии и Таджикистана. Описанные различия обуславливают необходимость разработки и внедрения эффективных технических решений, направленных на снижение потерь электроэнергии, несмотря на достигнутый прогресс в ряде государств.

По данным Федеральной службы государственной статистики [8] потери электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации за период с 2005 по 2023 год снизились практически на треть - с 12% до 8,3% от отпуска в сеть. В динамике (рис. 1.4) уровень потерь за указанный период демонстрирует немонотонный спад с локальными повышениями. Зафиксированные колебания коррелируют с экономической ситуацией в государстве: в периоды стагнации или кризисов (в 2008 и в 2014 годах) наблюдался рост потерь, при этом фазы экономического роста сопровождалось снижением данного показателя.

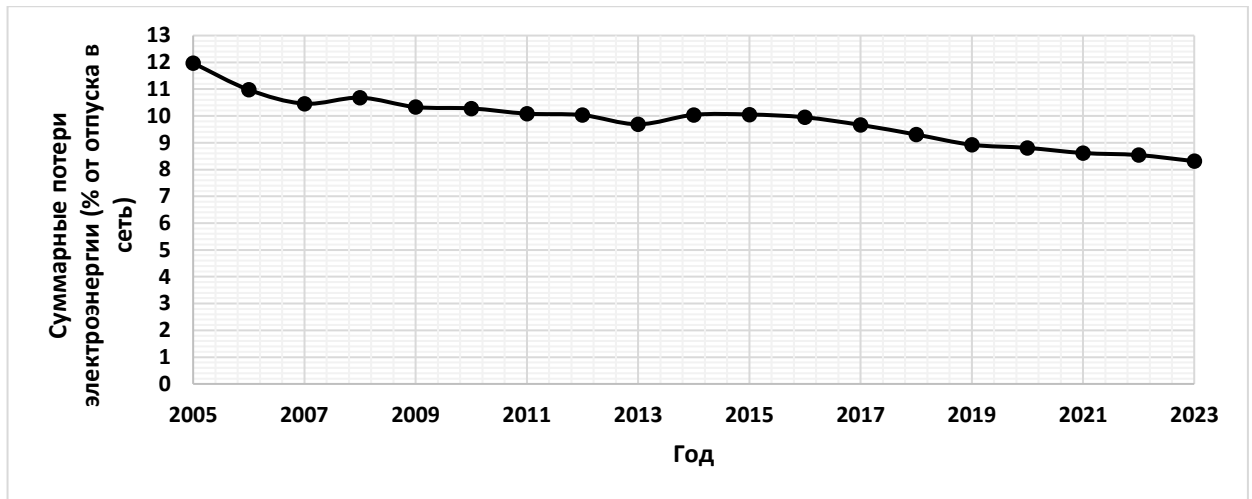


Рисунок 1.4 - Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации за период с 2005 по 2023 год.

По результатам анализа статистических данных в разрезе регионов Российской Федерации [8] можно сделать вывод о наличии выраженной зависимости уровня потерь электроэнергии от структуры энергопотребления (рис. 1.5). В субъектах с высокой долей потребления городским и сельским населением (более 20 %) относительные потери достигают 25-35% от отпуска в сеть, что в 3-4 раза превышает средние значения по стране. При этом, в регионах с низкой долей коммунально-бытового потребления (менее 15 %) потери электроэнергии в среднем составляют 6,5%. Указанная закономерность обуславливается значительной долей распределительных электрических сетей среднего и низкого класса напряжения, снабжающих электроэнергией жилой сектор, в электросетевом комплексе региона. В следствие небольших мощностей единичных потребителей и низкой плотности электрических нагрузок такие сети характеризуются значительной протяженностью линий и разветвленной структурой, что пагубно влияет на эффективность процесса передачи электроэнергии. Кроме того, зачастую распределительные электрические сети расположены в труднодоступной местности, что затрудняет проведение своевременной модернизации оборудования и внедрение современных технологий, направленных на снижение потерь электроэнергии.

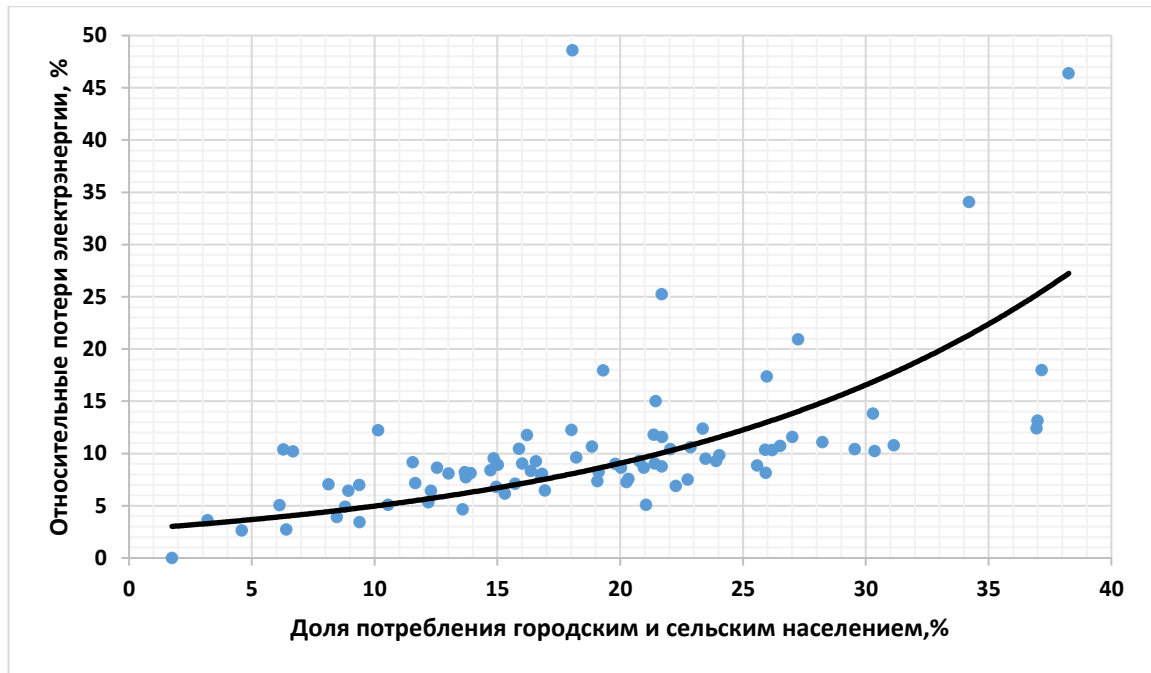


Рисунок 1.5 – Зависимость уровня потерь электроэнергии в электрических сетях от доли потребления городским и сельским населением в регионе

Таким образом, уровни потерь электроэнергии в электрических сетях различных стран и регионов отражают эффективность энергосистем и варьируются в зависимости от ряда факторов, которые можно разделить на три группы: технические, регуляторные и географические.

К техническим факторам относятся [9-13]:

- **Физический и моральный износ электрооборудования.** Деградация проводников влечет за собой повышение сопротивления, в следствие чего увеличивается уровень нагрузочных потерь в сети. Моральный износ электросетевого оборудования ограничивает возможность внедрения современных технологий управления и учета электроэнергии.

- **Уровни рабочего напряжения.** Несоответствие уровней напряжения оптимальным значениям приводит к увеличенным токам в линиях, что способствует увеличению уровня потерь электроэнергии в ЛЭП.

- **Топология электрических сетей.** Неоптимальная топология, подразумевающая наличие чрезмерно разветвленных участков ЛЭП, а также схему сети, не соответствующую текущему режиму энергопотребления,

увеличивает длину путей передачи электроэнергии и приводит к нерациональному распределению потоков мощности по участкам ЛЭП и, соответственно, увеличивает потери.

- **Протяженность линий электропередачи.** Протяженные кабельные и воздушные линии обладают высоким сопротивлением, что приводит к высокому уровню потерь электроэнергии в таких линиях. Особенно остро этот фактор проявляется в сельских и труднодоступных районах.

- **Совершенство системы учета электроэнергии.** Низкий уровень точности или отсутствие необходимого количества приборов учета усложняет контроль за потерями. Внедрение современных автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии способствует выявлению очагов возникновения технических и коммерческих потерь электроэнергии, а также обоснованному принятию решений о принятии мер по их снижению.

Среди регуляторных факторов следует отметить [14-17]:

- **Совершенство надзорных мероприятий по предотвращению бездоговорного потребления электроэнергии.** Эффективность работы энергосбытовых и электросетевых организаций в части выявления бездоговорного потребления электроэнергии напрямую влияет на уровень коммерческих потерь в сети.

- **Объемы инвестиций в модернизацию электросетевой инфраструктуры.** Недостаточный объем финансирования ведет к задержке модернизации электрических сетей, и, как следствие, к износу оборудования, что влечет за собой увеличение уровня как технических, так и коммерческих потерь электроэнергии, при этом инвестиции в реконструкцию и цифровизацию электросетевого комплекса способствуют их снижению.

- **Государственная политика и регулирование в области энергосбережения.** Наличие четко выстроенной нормативно-правовой базы способствует снижению потребления электроэнергии, выравниванию графиков электрических нагрузок и стимулированию электросетевых организаций к внедрению энергосберегающих технологий, что ведет к снижению потерь

электроэнергии в сетях.

К числу географических факторов относятся [18-21]:

- **Плотность населения.** Характерной чертой распределительных электрических сетей в регионах с низкой плотностью населения является значительная протяженность и разветвленность ЛЭП, что приводит к снижению эффективности процесса передачи электроэнергии.

- **Климатические условия и рельеф местности.** Экстремальные температуры, влажность и сложный рельеф местности повышают износ электросетевого оборудования и усложняют его обслуживание и модернизацию, что влечет за собой увеличение потерь электроэнергии.

В отчете международного конгресса по распределению электроэнергии CIRED [22] мероприятия по снижению потерь электроэнергии разделены на ряд направлений, в числе которых:

1. Модернизация электросетевого комплекса:
 - увеличение сечения проводников ЛЭП;
 - применение сверхпроводящих кабельных линий;
 - переход на более высокий класс напряжения;
 - компенсация реактивной мощности.
2. Управление режимами работы электрических сетей:
 - отключение недогруженных трансформаторов на подстанциях;
 - оптимизация схемы сети путем изменения мест нормальных разрывов на кольцевых ЛЭП;
 - оптимизация уровней рабочего напряжения;
 - симметрирование нагрузок и выравнивание графиков энергопотребления.
3. Интеграция распределенной генерации:
 - установка распределенных источников электроэнергии;
 - использование систем накопления энергии для выравнивания графиков энергопотребления.
4. Совершенствование нормативного регулирования в области энергосбережения;

5. Выстраивание конструктивного взаимодействия сетевых организаций и потребителей;
6. Совершенствование системы учета электроэнергии, программного и информационного обеспечения;
7. Организационные мероприятия по снижению потерь, работа с персоналом и населением.

Исполнение вышеперечисленных мероприятий влечет за собой множество прямых и косвенных экономических выгод для участников рынков электроэнергии. Так, снижение уровня потерь электроэнергии приводит к сокращению эксплуатационных затрат электросетевых организаций посредством снижения выплат за сверхнормативные потери при этом создавая финансовый цикл, позволяющий реинвестировать сэкономленные средства в дальнейшую модернизацию сетевого оборудования [23]. Кроме того, снижение потерь позволяет разгрузить электрические сети от дополнительных потоков мощности, что обеспечивает возможность присоединения дополнительной нагрузки без капитальных затрат на строительство и реконструкцию электросетевых объектов [24].

Уровень потерь электроэнергии в электрических сетях оказывает прямое экономическое влияние и на потребителей, поскольку в рамках действующей системы ценообразования в электроэнергетике [25] нормируемая часть потерь оплачивается за счет тарифа на электроэнергию. Следовательно, сокращение объемов потерь влечет за собой снижение финансовой нагрузки потребителей электроэнергии.

Кроме того, сокращение потерь имеет и макроэкономическое значение. Повышение эффективности процесса передачи электроэнергии способствует снижению объема энергоресурсов, необходимых для производства конечной продукции, что приводит к снижению энергоемкости ВВП [26]. Описанное преимущество особенно актуально для государств с развитой промышленностью и высоким уровнем потребления относительно объемов производимой продукции.

Таким образом, на сегодняшний день снижение уровня потерь электроэнергии в электрических сетях остается актуальной задачей, особенно в странах с развивающимися экономиками. Результаты анализа статистических данных указывают на явную зависимость уровня потерь от доли потребления электроэнергии коммунально-бытовым сектором, что обуславливает необходимость внедрение современных энергосберегающих технологий в распределительные электрические сети класса напряжения 10/0,4 кВ. Актуальность указанной задачи подкреплена также и экономическими интересами участников рынков электроэнергии – электросетевых организаций и потребителей.

1.2 Специфика сельских распределительных электрических сетей среднего класса напряжения.

Распределительные электрические сети класса напряжения 10-0,4 кВ являются основным элементом систем электроснабжения, выполняющим функцию по распределению и передаче электроэнергии конечным потребителям и составляющим основную часть электросетевого хозяйства, находящегося на территории Российской Федерации. Так, протяженность линий электропередачи среднего класса напряжения, находящихся на балансе ПАО «Россети» составляет 1,8 млн. км. [27] при протяженности линий напряжением 110-750 кВ – 506 тыс. км. [28].

Распределительные электрические сети среднего класса напряжения имеют ряд отличительных проблем, обусловленных географическими особенностями местности, плотностью населения, разнородностью потребителей, объемами передаваемой мощности, и приводящих к повышенным потерям электроэнергии, что подтверждается статистическими данными [8, 29]. Структура технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях ПАО «Россети» показана в таблице 1.1 [30].

Таблица 1.1 – Структура технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях ПАО «Россети»

Структурные составляющие потерь	Доля от суммарных потерь, %
Нагрузочные потери, в том числе:	75,3
- в линиях	64,7
- в трансформаторах	10,6
Условно-постоянные потери, в том числе:	24,7
- холостой ход трансформаторов	16,6
- расход на собственные нужды	2,7
- прочие условно-постоянные потери	5,4

Из представленных данных видно, что наибольшую долю суммарных потерь составляют нагрузочные потери электроэнергии. Потери в линиях, в свою очередь, составляют большую часть нагрузочных потерь, что указывает на существенное влияние сопротивления проводников, нагрузок на сеть и неоптимального распределения потоков мощности по участкам ЛЭП на уровень суммарных потерь в сети. Таким образом, приоритетным и наиболее результативным направлением в области снижения потерь является внедрение технологий, позволяющих повысить эффективность передачи электроэнергии по ЛЭП среднего и низкого класса напряжения.

Сельские распределительные электрические сети имеют ряд отличий от магистральных, городских и промышленных сетей. Такие сети характеризуются значительно более низкой плотностью нагрузок по сравнению с городскими и промышленными сетями, где потребители сосредоточены на меньшей площади. Следствием низкой плотности нагрузок и больших охватываемых площадей является значительная протяженность ЛЭП, сооружаемых, как правило в воздушном исполнении [31].

Кроме того, для сельских распределительных сетей характерна неоднородность графиков электрических нагрузок [32]. Одной из причин

неоднородности нагрузок является тот факт, что часть потребителей имеют централизованное газоснабжение, а часть нет. Наличие или отсутствие газоснабжения существенно влияет на потребление электроэнергии для отопления и приготовления пищи. К причинам неоднородности графиков нагрузок также относятся различие в социально-экономическом положении жителей, поскольку в зависимости от обеспеченности электроприборами и интенсивности их использования характер потребления электроэнергии домовладением может варьироваться. Различия в режимах работы и сезонность деятельности сельскохозяйственных предприятий также вносят свой вклад в неоднородность графиков электрических нагрузок сельских распределительных сетей [33,34].

Еще одним фактором, характерным для сельских сетей является высокая степень износа электросетевого оборудования. Износ элементов сельских систем электроснабжения обусловлен недостатком финансирования и, зачастую, сложными условиями местности. Степень износа оборудования напрямую влияет на уровень потерь электроэнергии в сети, поскольку при деградации материала проводов ЛЭП увеличивается их сопротивление, а также потери холостого хода трансформаторов при длительном сроке эксплуатации значительно выше, чем у новых [35, 36].

В распределительных электрических сетях среднего класса напряжения применяются различные схемы электроснабжения [37]. Основным критерием выбора схемы являются требования к надежности электроснабжения питаемых потребителей, в связи с чем ЛЭП могут иметь как один, так и несколько независимых источников питания. При этом, согласно требованиям действующих нормативов проектирования электрических сетей [38] выбор схемы сети определяется требованиями к надежности электроснабжения общей массы потребителей на охватываемой территории без учета особых групп, в следствие чего широкое распространение получили кольцевые схемы, предусматривающие наличие двух независимых источников питания у одной ЛЭП. Сеть, построенная по кольцевой схеме способна снабжать электроэнергией потребителей различных категорий надежности без дополнительных капитальных затрат на

резервирующие элементы. Также, к преимуществам кольцевой схемы относятся: возможность проведения реконструкций и ремонтных работ на питающих трансформаторных подстанциях без прерывания режима энергопотребления путем перевода нагрузки на смежные центры питания, возможность разгрузки питающих подстанций путем перераспределения нагрузки между центрами питания, что позволит избежать затрат на проведение реконструкций с увеличением установленной трансформаторной мощности, увеличение необходимой валовой выручки электросетевых организаций за счет повышения надежности электроснабжения [39-41], экономия электросетевых организаций, достигаемая за счет снижения количества штрафов за недоотпуск электроэнергии потребителям [42].

ЛЭП, построенные по кольцевой схеме, работают в разомкнутом режиме с обязательной организацией нормальных разрывов в магистрали. Работа кольцевой сети в разомкнутом режиме обусловлена рядом факторов. Во-первых, замыкание кольцевых ЛЭП приводит к уменьшению суммарного сопротивления до точки КЗ, в связи с чем увеличиваются токи в аварийных режимах.

Во-вторых, замкнутый режим работы кольцевых ЛЭП требует наличия дополнительных автоматических устройств контроля синхронизма, устанавливаемых в ТП-10(6)/0,4 кВ и в РП-10(6) кВ, а также установки направленных токовых защит. Установка дополнительных устройств РЗА требует дополнительных капитальных вложений, усложняет процесс оперативно-диспетчерского управления, а также усложняет эксплуатацию электросетевого комплекса.

В-третьих, ввиду различий в протяженности и нагрузке линий, запитанных от разных трансформаторных подстанций, устройства РПН силовых трансформаторов могут быть установлены на разных ступенях регулирования, что приведет к различным уровням напряжения двух источников, питающих одну ЛЭП. При наличии разницы в уровнях напряжения источников питания замкнутой кольцевой ЛЭП, в магистрали такой ЛЭП будет протекать уравнивающий ток, который станет причиной увеличения нагрузочных потерь

мощности.

В-четвертых, выполнение участков замкнутых кольцевых ЛЭП проводниками разной марки и сечения будет являться причиной несовпадения естественного и экономического распределений потоков мощности при протекании уравнивающего тока, что также повлечет за собой дополнительные потери мощности [43]. Для минимизации разницы между естественным и экономическим распределениями потоков мощности по участкам замкнутых кольцевых ЛЭП потребуется установка устройств, позволяющих управлять потоками мощности принудительно в режиме реального времени, таких как устройства продольной компенсации, установки распределенной генерации и системы накопления энергии.

В-пятых, замыкание кольцевых ЛЭП, питаемых проходными трансформаторными подстанциями, приведет к дополнительным транзитным потокам мощности в таких ЛЭП в определенных режимах работы питающей сети по стороне высшего напряжения. В нормальном режиме работы (при замкнутом состоянии секционного выключателя по стороне высшего напряжения) транзитные потоки мощности протекают через проходные подстанции по шинам высшего напряжения. Согласно действующей инструкции по переключениям в электроустановках [44] допускается замыкание разъединителем ЛЭП в кольцо при условии разности напряжений на питающих данную ЛЭП не более 5%. Также, допускается замыкание кольцевых ЛЭП на время выполнения ремонтных работ либо перевода нагрузки на смежный центр питания, с целью недопущения перерывов электроснабжения потребителей. В таких режимах работы сети и при отсутствии пути протекания транзитного потока мощности по шинам высшего напряжения (при разомкнутом состоянии секционного выключателя) часть этого потока будет протекать по замкнутой ЛЭП через шины низшего напряжения. Дополнительный транзитный поток мощности приведет к увеличению нагрузочных потерь мощности и рискам отключений линии из-за срабатывания токовых защит.

В-шестых, расчет режимов работы энергосистем, содержащих замкнутые

кольцевые ЛЭП среднего напряжения, должен производиться совместно с высоковольтными питающими сетями. Современные программные продукты, производящие расчеты режимов работы энергосистем, такие как СК-11 и RastrWin проблематично обрабатывают подобные системы ввиду проблем со сходимостью итерационных процессов, возникающих из-за различных масштабов электрических нагрузок в сети среднего напряжения и в высоковольтной питающей сети.

Одним из перспективных направлений развития распределительных электрических сетей, позволяющих повысить надежность электроснабжения потребителей, является использование однотрансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ совместно с автоматическим резервированием по сети низшего напряжения [45]. В схеме, построенной по такому принципу (рис. 1.6) потребители, в данном случае – жилые дома д1 – дп, имеют по два ввода, каждый из которых запитан от одной ТП-10/0,4 кВ. В случае вывода из работы одной из ТП-10/0,4 кВ срабатывает устройство автоматического ввода резерва и потребители запитываются от ТП-10/0,4 кВ, оставшейся в работе.

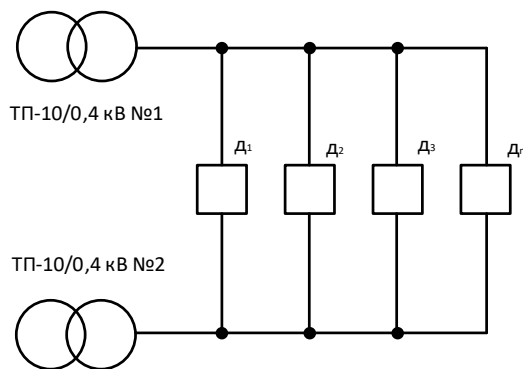


Рисунок 1.6 – Схема сети 0,4 кВ с полным автоматическим резервированием

Другой вариант использования кольцевого принципа построения распределительной электрической сети описан в [46]. При таком варианте потребители запитываются от одной секции шин питающей подстанции (рис. 1.7). Бесперебойность электроснабжения обеспечивается за счёт питания одной ЛЭП от двух линейных ячеек распределительного устройства подстанции. При возникновении аварии на ЛЭП сеть делится на две разомкнутые части путем локализации и вывода из работы поврежденного участка. Такая схема

обеспечивает минимизацию недоотпуска электроэнергии в послеаварийных режимах.

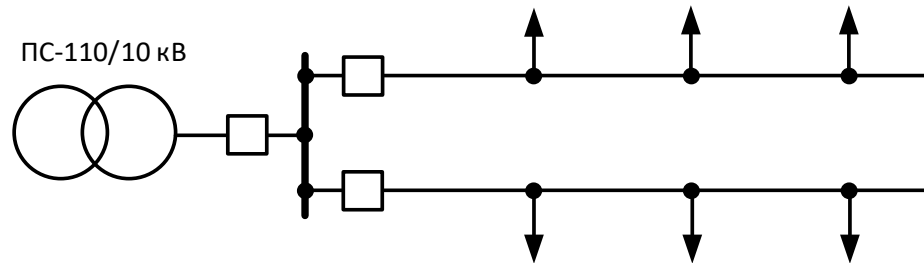


Рисунок 1.7 – Кольцевая схема ЛЭП среднего напряжения

Согласно концепции ПАО «Россети» «Цифровая трансформация 2030» [47] функционал цифровой электрической сети должен включать в себя: анализ топологии сети, автоматический расчет установившихся режимов работы, удаленное управление переключениями в сети в нормальных и аварийных режимах, перераспределение потоков мощности путем автоматической реконфигурации сети. В рамках реализации указанной концепции и для достижения перечисленных функций в распределительном секторе электросетевого комплекса широкое распространение получили реклоузеры [48], что подтверждается значительным количеством публикаций с описанием опыта их применения [49-56].

Реклоузер определяется как устройство, предназначенное для коммутации, пропускания, автоматического отключения и повторного включения цепи переменного тока по предварительно заданной последовательности циклов отключения и включения и применяемое в воздушных распределительных сетях классом напряжения 6-35 кВ [57]. К основным функциям реклоузеров относятся: функции максимальной токовой защиты и токовой отсечки, встроенные алгоритмы АПВ и АВР, дистанционное управление состоянием коммутационного аппарата путем интеграции в SCADA систему, беспроводная передача измерительных данных в диспетчерские пункты. Благодаря наличию функций

релейной защиты и автоматики применение реклоузеров позволяет в случае возникновения коротких замыканий на линиях локализовать и отключить только поврежденные участки без отключения выключателей в ячейках питающих подстанций, что снижает недоотпуск электроэнергии потребителям, тем самым существенно повышая показатели надежности электроснабжения.

Анализ опыта применения реклоузеров распределительных электрических сетях показывает, что показатели надежности при их внедрении улучшаются на 15-30%. Так, в работе [54] показано, что расстановка реклоузеров по ЛЭП среднего напряжения привела к снижению показателя SAIDI (индекс средней продолжительности отключений) на 15-20% и затрат на недоотпуск электроэнергии на 30%. Внедрение реклоузеров в электросетевой комплекс компаний ELMU Network Ltd. и EMASZ Network Ltd. позволило снизить SAIDI по системе на 25-29% [55]. В статье [56] описан опыт применения реклоузеров в шведских распределительных сетях компании Fortum. Снижение SAIDI в результате их внедрения составило 42%.

На кольцевых ЛЭП реклоузеры, установленные на магистральных участках используются как пункты секционирования для организации нормальных разрывов с целью поддержание разомкнутого режима работы [58]. Основная функция реклоузеров, установленных в магистрали кольцевых ЛЭП также состоит в локализации и отключении поврежденных участков в случае возникновения коротких замыканий. Алгоритм работы реклоузеров при использовании в качестве пункта секционирования на кольцевой ЛЭП в случае возникновения короткого замыкания состоит в постепенном движении от исходной схемы сети к схеме с двумя отключенными аппаратами, расположенными наиболее близко к точке повреждения. Такая схема обеспечивает минимально возможное количество потребителей, оставшихся без питания в послеаварийном режиме [59]. При этом, наличие функции дистанционного управления позволяет использовать реклоузеры, установленные в магистрали кольцевых ЛЭП в качестве инструмента управления конфигурацией сети в реальном времени в установившихся режимах работы. Такой вариант

использования обеспечит адаптивность сети к текущим режимам энергопотребления и, как следствие, позволит существенно снизить уровень потерь электроэнергии.

1.3 Обзор методов снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

Снижение технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях представляет из себя комплексную многоаспектную задачу, требующую внедрения технических, управленческих и организационных решений. Эффективное решение проблемы потерь электроэнергии в электрических сетях невозможно без учета ряда факторов, в числе которых: физические свойства используемых материалов, качество электросетевой инфраструктуры, режимы работы оборудования и управленческие практики. Современные программы энергосбережения, разработанные на государственном и отраслевом уровнях ориентированы на системный подход к снижению потерь электроэнергии, предусматривающий технические мероприятия, правовое регулирование, экономическое стимулирование и управленческие решения.

Так, государственной программой Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 09.09.2023 №1473 [60] в целях достижения приоритетов и целей государственной политики в области энергосбережения установлены следующие задачи:

- совершенствование методологического обеспечения государственной политики;
- совершенствование нормативной базы;
- привлечение дополнительных объемов инвестиций;
- внедрение финансовых и налоговых механизмов стимулирования применения энергосберегающих технологий;
- развитие региональных систем управления энергосбережением;

- развитие инфраструктуры с учетом показателей энергоэффективности;
- развитие системы энергоменеджмента;
- развитие региональных центров энергосбережения;
- развитие отечественных технологий, повышающий уровень энергоэффективности;
- совершенствование баз данных о товарах и технологиях, обеспечивающих повышение уровня энергоэффективности;
- повышение качества мониторинга реализации программ энергосбережения и повышения энергоэффективности электросетевыми организациями;
- экономическое стимулирование внедрения энергоэффективных технологий электросетевыми организациями;
- популяризация энергосбережения среди граждан и бизнеса;
- обучение и повышение квалификации персонала в области энергосбережения;
- просветительская деятельность, дополнение образовательных программ и социальная реклама.

Работа по снижению потерь электроэнергии реализуется поэтапно, что обеспечивает системный подход к повышению эффективности функционирования электрических сетей. На первом этапе проводится анализ и диагностика сети. Производится сбор исходных данных по потерям, параметрам электросетевой инфраструктуры и потребителям с выделением наиболее проблемных участков.

На следующем этапе производится выбор и обоснование перечня реализуемых мероприятий [61]. Набор реализуемых мероприятий формируется исходя из специфики рассматриваемых систем электроснабжения. Так, например, если в сети преобладают коммерческие потери электроэнергии, целесообразным решением будет развитие системы учета путем установки интеллектуальных счетчиков электроэнергии, а при высоком уровне износа оборудования, приоритетным направлением по снижению потерь будет модернизация электросетевой инфраструктуры. Решение о реализации сформированного

перечня мероприятий принимается на основании технико-экономического обоснования [62].

Далее проводятся проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы, реализующие набор обоснованных мероприятий. После реализации, с целью мониторинга и оценки эффективности принятых мер, осуществляется контроль уровней потерь, анализируется их динамика, корректируются планы дальнейших действий. Параллельно с техническими мероприятиями ведется обучение персонала по энергосбережению и эксплуатации, а также внедряются финансовые стимулы, направленные на поддержание достигнутых результатов.

Для решения проблемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях применяется ряд технических мер, которые можно классифицировать по следующим основным категориям [63]: оптимизация конфигурации сети, компенсация реактивной мощности, симметрирование нагрузки, оптимизация рабочих уровней напряжения, оптимизация режимов работы трансформаторов и модернизация электросетевого оборудования.

Оптимизация конфигурации сети представляет из себя механизм изменения топологии сети с помощью коммутационных аппаратов, установленных на магистральных участках ЛЭП с несколькими источниками питания. Применительно к сельским распределительным электрическим сетям оптимизация конфигурации сети может осуществляться без установки дополнительного оборудования с использованием реклоузеров.

Оптимальная конфигурация определяется исходя из схемных параметров сети и текущего режима ее работы. Снижение уровня потерь достигается за счет оптимизации потоков мощности по магистральным участкам кольцевых ЛЭП. Учитывая неравномерность электрических нагрузок сельских потребителей [32-34], наиболее целесообразным решением является управление конфигурацией сети в реальном времени. Оптимальная конфигурация сети при управлении в реальном времени определяется исходя из текущих режимных параметров, таких как загрузка центров питания, напряжения на питающих шинах и электрические нагрузки потребителей, получаемых от автоматизированных измерительных

систем, что позволяет отказаться от использования методов прогнозирования в расчетах, и, как следствие, существенно повышает точность получаемых решений. Кроме того, такое решение позволяет адаптировать конфигурацию к текущим изменениям сети в ходе эксплуатации, таким как подключение новых потребителей, замена проводников, изменение количества узлов и т.д.

Существующие методы определения оптимальной конфигурации сети можно условно разделить на две категории: классические и метаэвристические. Отличительной чертой классических методов является точное решение оптимизационной задачи, в то время с помощью метаэвристических методов возможно отыскать только приближенные значения оптимума. При этом, метаэвристические методы рассчитаны для работы в условиях неопределенности, а для использования классических методов необходим полный и достоверный набор исходных данных.

Одним из классических методов, применимых к отысканию оптимальной конфигурации распределительной сети является метод покоординатного спуска. В работе [64] описан алгоритм оптимизации режима работы городской распределительной сети с одним источником питания, основанный на методе покоординатного спуска. В данном алгоритме используется обобщенный критерий оптимизации, состоящий из двух частей: критерий, определяющий потери в ветвях схемы и критерий, определяющий качество электроэнергии. В качестве оптимизируемых параметров используются: положение нормального разрыва, номер отпайки РПН трансформатора и реактивная мощность установки распределенной генерации.

В статье [65] предложен алгоритм определения конфигурации электрической сети путем частичного перебора возможных вариантов. Алгоритм содержит следующие этапы: идентификация возможных вариантов переключений, применение критерия отсева, основанного на разнице напряжений, для исключения нежелательных вариантов, приводящих к увеличению потерь, вычисление значений потерь для оставшихся вариантов, выбор варианта с наименьшим получившимся уровнем потерь.

Проблема определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети зачастую формулируется как оптимизационная задача, содержащая целевую функцию и систему ограничений. Для решения таких задач используются методы математического программирования. Так, в работе [66] задача оптимизации конфигурации электрической сети была сформулирована как транспортная проблема и решена методами линейного программирования. Однако, методы линейного программирования пригодны только для решения задач с линейными целевыми функциями и ограничениями. При целевой функции, заданной в виде квадратичной зависимости, либо при наличии квадратичных ограничений для решения оптимизационной задачи используют методы квадратичного программирования. Так, например, в работе [67] проблема оптимизации конфигурации электрической сети сформулирована как оптимизационная задача с квадратичной целевой функцией и набором линейных ограничений. Решение задачи производится методом смешанно-целочисленного квадратичного программирования.

Большинство современных подходов к оптимальной реконфигурации электрических сетей основаны на метаэвристических алгоритмах, таких как: GA (Genetic Algorithm) [68], SA (Simulated Annealing) [69], PGSA (Plant Growth Simulation Algorithm) [70], PSO (Particle Swarm Optimization) [71], HSA (Harmony Search Algorithm) [72], CSA (Cuckoo Search Algorithm) [73], ACSA (Ant Colony Search Algorithm) [74], BFOA (Bacterial Foraging Optimization Algorithm) [75], FWA (Fireworks Algorithm) [76], BA (Bat Algorithm) [77]. Применение перечисленных алгоритмов к решению задачи определения оптимальной конфигурации электрических сетей требует тщательной настройки внешних параметров таких как параметры графика охлаждения для SA, коэффициенты скрещивания и мутации для GA и т.д. Определение данных параметров может быть трудоемким, а их точность существенно влияет на эффективность получаемых решений и сходимость алгоритмов. Также, некоторые алгоритмы, например GA и BFOA, могут приводить к нерадиальным топологиям сети после реконфигурации, что недопустимо. Кроме того, часть алгоритмов, например SA,

не работают эффективно в условиях изменяющихся нагрузок.

Снижение уровня потерь электроэнергии при компенсации реактивной мощности достигается за счет сокращения перетоков реактивной мощности по ЛЭП от источников питания к потребителям, что позволяет снизить токовые нагрузки на элементы сети, и, как следствие, потери активной мощности [78]. Для компенсации реактивной мощности необходима установка специального оборудования – батарей статических конденсаторов, тиристорных компенсаторов, тиристорно-реакторных групп и т.д.

Основным направлением современных исследований в области компенсации реактивной мощности является разработка методов определения оптимальных мест установки компенсирующих устройств. Ввиду комбинаторного характера данной задачи, для ее решения широкое применение имеют метаэвристические алгоритмы. Так, в работе [79] предложена методика оптимальной расстановки средств компенсации реактивной мощности по критерию максимума чистого дисконтированного дохода за расчетный период на основе метаэвристического алгоритма дифференциальной эволюции. В методике также учтены потери электроэнергии и уровни напряжения на шинах питающих подстанций.

Авторами работы [80] описана методика определения оптимальных мест установки и мощности батарей статических конденсаторов в радиальной сети, основанная на алгоритме SSO (Shark Smell Optimization). Оптимизация производится по критерию минимума суммарных затрат на оплату потерь электроэнергии и установку батарей конденсаторов. Для решения аналогичной задачи используются также алгоритмы WOA (Whale Optimization Algorithm) [81], FPA (Flower Pollination Algorithm) [82], BFOA (Bacterial Foraging Optimization Algorithm) [83] TLBO (Teaching Learning Based Optimization) [84] и другие.

Симметрирование нагрузки представляется из себя метод снижения потерь электроэнергии за счет равномерного распределения однофазных нагрузок по трем фазам низковольтной сети [85]. Неравномерное распределение нагрузок приводит к увеличению токов в отдельных фазах и в нейтральном проводе, что

приводит к увеличению потерь активной мощности в сети. Симметрирование нагрузки позволяет уменьшить нагрузочные токи, и, как следствие снизить уровень потерь, а также улучшить качество электроэнергии.

Проблема симметрирования однофазных нагрузок также решается как задача комбинаторной оптимизации с применением классических и метаэвристических методов. Авторами [86] для решения данной задачи применительно к ассиметричной сети с несколькими нагрузками постоянной мощности применена модифицированная версия GA (Genetic Algorithm). В работе [87] описано применение смешанно-целочисленного программирования к задаче симметрирования однофазных нагрузок. Также, представлена оптимальная стратегия переключений между фазами сети в условиях изменяющихся значений потребляемых мощностей. В [88] представлен эвристический алгоритм оптимизации, основанный на измерении фазных токов в точках подключения нагрузок. По результатам анализа измеренных значений принимается решение о перенастройке нагрузок с целью минимизации дисбаланса токов по фазам.

Оптимизация рабочих уровней напряжения заключается в поддержании значений напряжений на шинах питающих подстанций, обеспечивающих наименьший уровень нагрузочных потерь, при этом не выходящих за пределы, допустимые по требованиям к качеству электроэнергии [89]. Регулирование напряжения производится путем переключения ступеней РПН силовых трансформаторов, установленный на питающих подстанциях, а также батарей статических конденсаторов.

В зависимости от формулировки задачи оптимизации уровней напряжения в сети, для ее решения применяются различные методы. Для решения данной задачи применяются как классические, так и метаэвристические методы. Наиболее часто используемыми классическими методами являются: линейное программирование [90], метод внутренней точки [91], градиентные методы [92] и квадратичное программирование [93]. Среди метаэвристических методов, применяемых для решения задачи оптимизации уровней напряжения в электрических сетях следует отметить: искусственные нейронные сети [94], GA

(Genetic Algorithm) [95], PSO (Particle Swarm Optimization) [96], ACSA (Ant Colony Search Algorithm) [97], BFOA (Bacterial Foraging Optimization Algorithm) [98], TS (Tabu Search) [99].

Оптимизация режимов работы трансформаторов направлена на снижение потерь электроэнергии путем подбора режимов работы с наибольшими значениями КПД и, как следствие, наименьшими потерями холостого хода. Повышение КПД трансформаторов производится путем вывода из эксплуатации недогруженных единиц оборудования и перевода нагрузки на оставшиеся в работе [100]. Управление режимами работы трансформаторов основано на анализе графиков электрических нагрузок потребителей [101]. Зачастую, повышение значений КПД силовых трансформаторов рассматривается как часть совместных методик оптимизации режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности [102].

Важным направлением снижения потерь электроэнергии является замена и модернизация устаревшего оборудования на более современное с высокими показателями энергоэффективности [61]. К основным мероприятиям по модернизации электросетевого оборудования, позволяющим снизить потери электроэнергии, относится замена силовых трансформаторов, замена проводников, строительство дополнительных центров питания и повышение номинальных уровней напряжения.

Стратегии модернизации распределительных электрических сетей должны учитывать необходимость соответствия мощностей используемых силовых трансформаторов нагрузкам в сети. Так, в работе [103] на основе анализа выборки из 51 трансформатора класса напряжения 10/0,4 кВ показано, что замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы подходящей мощности приводит в существенному снижению потерь холостого хода и затрат на их оплату.

Кроме того, значительную роль с точки зрения энергоэффективности трансформаторов играет материал, из которого выполнен магнитопровод. Применение трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов

позволяет снизить потери на перемагничивание благодаря внутренней структуре данного материала [104]. В работе [105] продемонстрировано, повышение эффективности работы трансформатора мощностью 60 МВА класса напряжения 150/20 кВ на 38,68% благодаря замене материала магнитопровода.

Замена проводов ЛЭП влечет за собой снижение уровня потерь электроэнергии в сети за счет снижения активного сопротивления проводящего материала, в связи с чем выбор сечения и материала проводов должен быть тщательно продуман как на этапе проектирования, так и на этапе модернизации сети. Среди мер, обеспечивающих сокращение уровня потерь в проводах ЛЭП и предусматривающих модернизацию сети следует отметить:

- использование материалов с серебряным напылением [104];
- применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена [104];
- увеличение сечения проводов [106].

Модернизация электросетевой инфраструктуры также должна включать в себя оптимизацию топологии сети путем увеличения количества центров питания. Строительство новых подстанций вблизи центров электрических нагрузок позволяет сократить пути протекания электрического тока по сети низкого напряжения, что способствует сокращению нагрузочных потерь в проводах ЛЭП [107].

Для сравнительного анализа рассмотренных методов снижения уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях выделены следующие критерии: эффективность снижения потерь, стоимость внедрения и эксплуатации, сложность внедрения и эксплуатации, влияние на надежность электроснабжения, необходимость дополнительного оборудования, гибкость и адаптивность к изменениям нагрузки, экономическая целесообразность. Сравнительный анализ методов снижения потерь электроэнергии по перечисленным критериям показан в таблицах 1.2, 1.3.

Таблица 1.2 – Сравнительный анализ методов снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

Критерий сравнения	Оптимизация конфигурации сети	Компенсация реактивной мощности	Симметрирование нагрузки
Эффективность снижения потерь	Значительная	Значительная	Средняя
Стоимость внедрения и эксплуатации	Низкая (затраты на внедрение программного обеспечения)	Средняя (стоимость установок компенсации реактивной мощности)	Низкая (работы по перераспределению нагрузок по фазам, либо установка автоматизированного переключательного оборудования)
Сложность внедрения и эксплуатации	Средняя (анализ сети, внедрение программного обеспечения)	Высокая (проектирование, установка и эксплуатация установок компенсации реактивной мощности)	Низкая
Влияние на надежность электроснабжения	Повышение	Повышение	Влияние отсутствует
Необходимость дополнительного оборудования	Не требуется	Установки компенсации реактивной мощности, иногда – дополнительные ячейки в РУ-(6)10 кВ питающих подстанций.	Не требуется в случае ручного выполнения работ по переключениям, иначе - установка автоматизированного переключательного оборудования
Гибкость и адаптивность	Высокая	Высокая	Низкая в случае ручного выполнения работ по переключениям
Экономическая целесообразность	Высокая	Средняя	Высокая

Таблица 1.3 – Сравнительный анализ методов снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

Критерий сравнения	Оптимизация уровней напряжения	Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов	Модернизация электросетевой инфраструктуры
Эффективность снижения потерь	Средняя	Средняя	Значительная

Продолжение таблицы 1.3

Стоимость внедрения и эксплуатации	Низкая	Низкая	Высокая (проектирование и монтаж новых единиц оборудования, замена существующих элементов сети)
Сложность внедрения и эксплуатации	Средняя (анализ сети, внедрение программного обеспечения)	Низкая (диспетчерское управление)	Средняя, при стесненных условиях (в черте населенных пунктов) – высокая
Влияние на надежность электроснабжения	Повышение	Повышение	Повышение
Необходимость дополнительного оборудования	Устройства регулирования напряжения	Не требуется	Трансформаторы, провода, трансформаторные подстанции и т.д.
Гибкость и адаптивность	Высокая	Средняя	Высокая
Экономическая целесообразность	Средняя	Высокая	Средняя (долгосрочная).

Таким образом, по результатам сравнительного анализа можно сделать вывод о том, что оптимизация конфигурации сети представляет собой наиболее эффективный метод снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях по сравнению с другими подходами. В частности, данный метод выделяется своей значительной эффективностью в снижении потерь, зачастую превосходя другие методы, такие как симметрирование нагрузки, оптимизация уровней напряжения и оптимизация режимов работы силовых трансформаторов.

Кроме того, оптимизация конфигурации сети отличается высокой гибкостью и адаптивностью к изменениям нагрузок и изменениям в самой сети, таким как подключение новых потребителей, замена проводов, увеличение количества узлов в схеме и т.д., поскольку управление конфигурацией сети происходит в режиме реального времени. В то же время, другие методы, такие как симметрирование нагрузки и модернизация электросетевой инфраструктуры обладают более низкой гибкостью. Также, экономическая эффективность оптимизации конфигурации сети оценивается как высокая, поскольку для

применения данного метода не требуется установка дополнительного оборудования.

1.4 Цель и задачи исследования

Цель исследования - снижение уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях путем выбора их оптимальной конфигурации.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Провести анализ и сравнение существующих методов снижения уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях, а также технологий интеллектуальных электрических сетей Smart Grid, обосновать актуальность разработки новых алгоритмов оптимального управления конфигурацией распределительных электрических сетей.

2. Разработать алгоритм определения параметров режима работы распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации.

3. Разработать математическую модель распределительной электрической сети для решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети.

4. Разработать структурную модель, а также алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

5. Провести апробацию математической модели в составе системы автоматического оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети с целью подтверждения эффективности разработанных решений.

Выводы по главе

1. На фоне устойчивого роста потребления электроэнергии (на 155 % в мире с 1990 по 2023 гг. с прогнозируемым ростом потребления в России на 2% в год до 2030 г.) одной из ключевых задач электроэнергетической отрасли является снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Несмотря на снижение уровня относительных потерь в мире с 8,4 % до 6,1%, их абсолютное значение увеличилось более чем в два раза. Это подтверждает актуальность задачи минимизации потерь, особенно в условиях роста тарифов на их оплату, что оказывает прямое финансовое влияние на сетевые организации и потребителей электроэнергии.

2. Наибольший вклад в потери электроэнергии вносят распределительные электрические сети. В структуре технических потерь в сетях ПАО «Россети» 64,7% приходится на нагрузочные потери в ЛЭП среднего напряжения. Особенно остро данная проблема проявляется в сельской местности, где распределительные сети характеризуются значительной протяженностью, низкой плотностью нагрузок и высокой степенью износа оборудования.

3. Важным фактором, влияющим на уровень потерь, является конфигурация сети. Неоптимальные схемы электроснабжения, чрезмерная разветвленность ЛЭП и нерациональные места нормальных разрывов в кольцевых схемах приводят к неоптимальному распределению потоков мощности, что существенно повышает уровень потерь электроэнергии в сети.

4. Среди технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях наиболее эффективным является оптимизация конфигурации сети. Данный метод обеспечивает снижение потерь за счет оптимального распределения потоков мощности по участкам ЛЭП. Оптимизация конфигурации сети может выполняться в режиме реального времени без установки дополнительного оборудования с использованием уже внедренных реклоузеров с функцией дистанционного управления.

2. Разработка алгоритма расчета и коррекции параметров режимов работы распределительной электрической сети в задаче ее оптимальной реконфигурации.

2.1 Информационное обеспечение сельских распределительных электрических сетей.

В условиях цифровизации и возрастания требований к надежности и эффективности распределительных электрических сетей наблюдается повсеместное внедрение технологий Smart Grid, которые кардинально преобразуют традиционные методы сбора, передачи и обработки измерительных данных. Smart Grid определяется как технологическая основа полностью интегрированных, саморегулирующихся и самовосстанавливающихся электроэнергетических систем, имеющих сетевую топологию и включающих в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемых единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени [108].

С целью реализации функциональных возможностей энергосистем на базе Smart Grid на сегодняшний день в электросетевом комплексе внедряются автоматизированные информационно-измерительные системы и системы автоматического управления. Согласно технической политики ПАО «Россети» [109] непрерывный контроль технического состояния оборудования электрических сетей выполняется посредством автоматизированных систем мониторинга и диагностики (СМиД). К числу основных функций СМиД относится:

1. Предоставление эксплуатирующему персоналу достоверной и своевременной оперативной информации о состоянии электрооборудования и о протекании технологических процессов;

2. Регистрация изменений параметров режимов работы оборудования, действий оператора, внешних воздействий и аварийных событий для дальнейшего анализа, оптимизации и планирования ремонтных работ.

3. Выявление аварийных и предаварийных режимов работы контролируемого оборудования, а также выявление дефектов на ранней стадии их развития.

СМиД силовых трансформаторов строятся по трехуровневой иерархической структуре [110]. Первый уровень обеспечивает сбор первичных данных. Он объединяет датчики, непосредственно фиксирующие диагностические и эксплуатационные параметры, включая состояние приводов РПН, а также выходные сигналы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП). Эти сигналы служат исходной информацией для систем следующего уровня диагностики и управления СМиД.

Второй уровень отвечает за мониторинг и оперативное управление технологическим процессом. Его основу составляют цифровые распределенные системы управления, построенные на промышленных контроллерах и иных интеллектуальных устройствах. На этом уровне реализуются функции контроля и визуализации параметров процесса и состояния оборудования, диагностики, генерации аварийных сигналов, а также логического управления отдельными параметрами и процессами.

Третий уровень предназначен для комплексного отображения и сопровождения технологического процесса. Эту функцию выполняют системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), обеспечивающие общую картину и контроль за работой системы. Структурная схема СМиД силовых трансформаторов показана на рисунке 2.1.

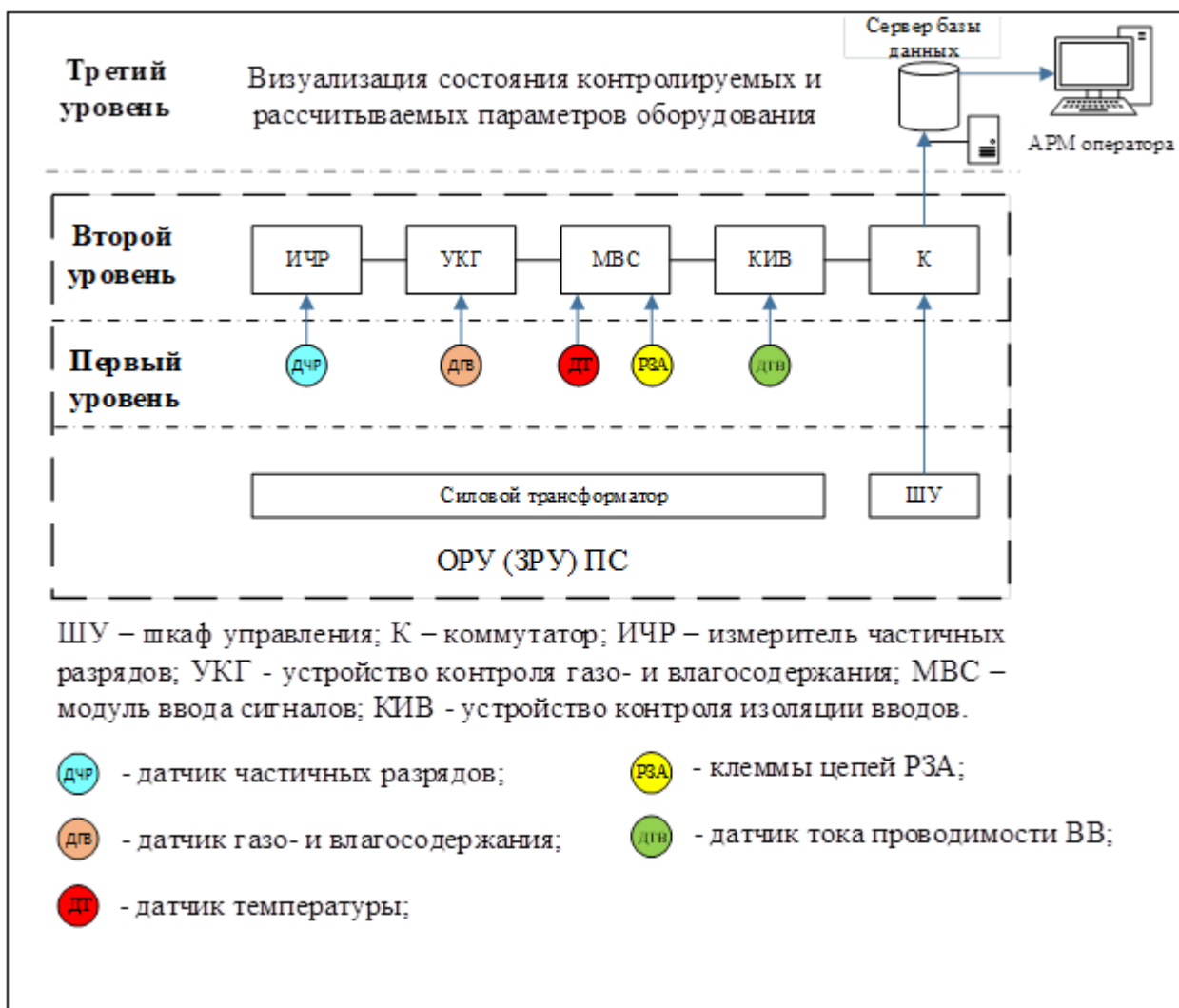


Рисунок 2.1 – Структурная схема СМиД силового трансформатора.

Практика эксплуатации силовых трансформаторов подтверждает эффективность СМиД, о чем свидетельствует наличие на отечественном рынке целого ряда разработанных и активно внедряемых решений. Среди предлагаемых диагностических комплексов следует выделить следующие:

- Шкаф управления и мониторинга трансформаторного оборудования (ШУМТ) – результат совместной работы ВЭИ и ОАО «Энергосетьпроект» (Москва) [111];
- Система Transformer Diagnostics Monitor (TDM), созданная ПВФ «Вибро-Центр» (Пермь) [112];
- Система контроля изоляции силовых трансформаторов (СКИТ), разработанная специалистами СПбГПУ (Санкт-Петербург) [113].

Сравнительный анализ основных характеристик указанных систем мониторинга и диагностики представлен в таблице 2.1 [114].

Таблица 2.1 - Сравнительные характеристики систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов.

Контролируемый параметр/система диагностики	ШУМТ	TDM	СКИТ
Температура верхних слоев масла	+	+	+
Функционирование системы охлаждения трансформатора	+	+	+
Значение тангенса угла диэлектрических потерь	+	+	+
Концентрация газов в трансформаторном масле.	+	+	+
Содержание влаги в изоляции	+	+	+
Состояние РПН	+	+	+
Значения токов и напряжений на сторонах ВН и НН	+	+	+
Давление во вводах	-	-	-
Наличие частичных разрядов в изоляции	-	-	+
Применение алгоритмов математического моделирования	+	-	-
Реализация режима off-line диагностики	-	-	-
Совместимость со SCADA системами (поддержка протокола QPC)	+	+	+

По результатам анализа представленных данных можно сделать вывод о том, что все рассмотренные диагностические комплексы способны фиксировать токи и напряжения на сторонах ВН и НН, а также поддерживают интеграцию с системами диспетчерского управления и сбора данных (SCADA). Это свойство позволяет применять данные системы в качестве источников информации для расчета режимов работы электрических сетей по текущим значениям параметров в реальном времени.

Согласно [115] объекты электросетевой инфраструктуры (ТП, РП, РТП, ПС и ЛЭП) подлежат оснащению автоматизированными системами контроля,

непрерывного мониторинга и управления, включая системы телемеханики (СТМ). Ключевыми целями обеспечения современных трансформаторных подстанций СТП являются:

1. Повышение уровня надежности электроснабжения за счет увеличения сроков службы оборудования, а также снижение затрат на проведение ремонтных работ;
2. Снижение нагрузки на оперативный персонал и минимизация рисков ошибочных действий;
3. Обеспечение соответствия требованиям по объему технологической информации, передаваемой на уровень диспетчерского управления;
4. Унификация применяемых программно-аппаратных решений;
5. Расширение функциональных возможностей технологического комплекса.

Архитектура СТМ трансформаторных подстанций реализуется по трехуровневой структуре. Первый уровень включает в себя следующие компоненты: модули дискретного ввода (для телесигнализации), модули дискретного вывода (для телеуправления), модули аналоговых измерений, многофункциональные измерительные преобразователи (МИП) и датчики контроля температуры воздуха. Основная задача этого уровня заключается в сборе сигналов телесигнализации и телеизмерений с обязательной синхронизацией по единому точному времени, а также в выдаче команд телеуправления.

Второй уровень состоит из контроллеров и серверов СТМ. На данном уровне реализуются функции обеспечения информационного обмена между различными ступенями структуры управления, сохранения данных независимо от состояния вышестоящих систем, сбора информации от МИП и модулей ввода/вывода, взаимодействия с устройствами смежных систем, распределения сигналов точного времени, передачи оперативно-технологических данных, а также трансляции команд телеуправления, поступающих с уровня диспетчерского центра.

Третий уровень обеспечивает централизованную концентрацию,

визуализацию и долговременное хранение измерительной информации. В его состав входят диспетчерские щиты, серверы и автоматизированные рабочие места (АРМ). Обмен информацией между устройствами первого, второго и третьего уровней в СТМ обеспечивается с использованием протоколов MODBUS, МЭК 60870-5-101/104. Структурная схема СТМ ПС показана на рисунке 2.2.

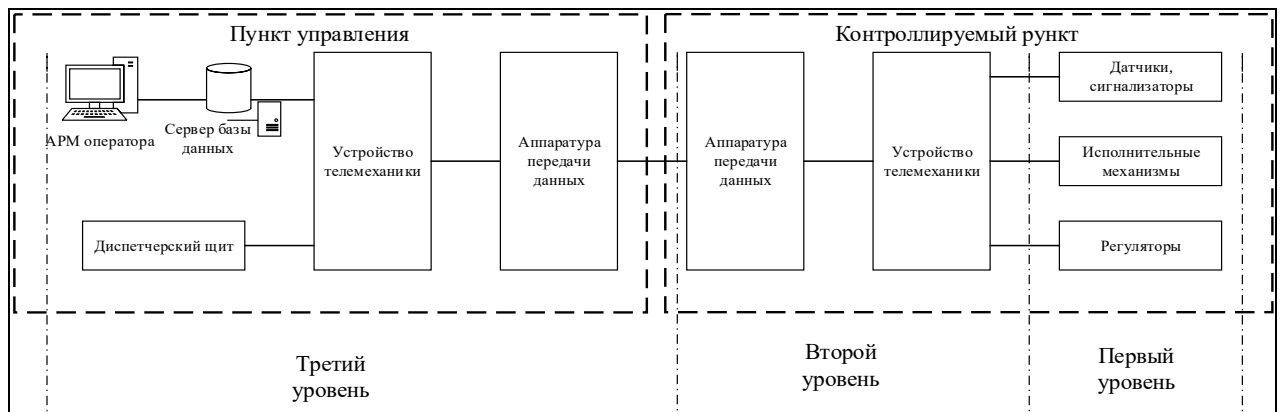


Рисунок 2.2 - Структурная схема СТМ ПС.

К основным функциям СТМ ПС относятся:

1. Телеизмерение – передача значений непрерывных параметров режимов работы электросетевого оборудования (токов, мощностей и напряжений);
2. Телесигнализация – передача дискретных сигналов, отражающих состояние оборудования, например положения коммутационных аппаратов, ступеней РПН, значения уставок РЗА;
3. Телеуправление – передача диспетчерских команд управления на коммутационные аппараты;
4. Телерегулирование – передача регулирующих команд («увеличить/уменьшить», «добавить/убавить») от диспетчера к исполнительным устройствам.

Для централизованной передачи информации от СМиД и СТМ ПС в диспетчерские пункты, на подстанциях развертывается общий шлюз связи (централизованная приемо-передаточная станция). Его задача – независимый сбор данных по нескольким каналам связи и их последующая ретрансляция на

вышестоящий уровень диспетчеризации.

Набор функций СТМ ПС позволяет использовать данную систему в качестве источника информации о загрузке головных участков ЛЭП, а также о состояниях коммутационных аппаратов при расчетах режимов работы электрических сетей в реальном времени.

С целью оптимизации процессов учета электрической энергии и снижения потерь в электрических сетях внедряются автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Стимулом к их широкому распространению послужило также принятие ряда нормативных актов: федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [116], федерального закона от 27.12.2018 №522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» [117], а также утверждение концепции ПАО «Россети» «Цифровая трансформация 2030» [47].

Согласно требованиям [118] АСКУЭ должны содержать в своем составе все точки коммерческого и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности для формирования полного баланса электроэнергии. Распространенность АСКУЭ в энергосистемах подтверждается многочисленными публикациями, описывающими практику их внедрения. Так, в работе [119] описан опыт внедрения АСКУЭ в ПО «Вологодские электрические сети» (филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»). Применение АСКУЭ в распределительных сетях класса напряжения 0,4 кВ филиалов ОАО «Сетевая компания» - «Бугульминские электрические сети» и «Чистопольские электрические сети» рассмотрено в работах [120, 121].

Архитектура АСКУЭ также имеет трехуровневую структуру. Первый уровень формируется из аппаратных средств сбора данных, включающих счетчики электроэнергии и измерительные трансформаторы.

Второй уровень формируется из устройств концентрации, обработки и передачи данных между первым и третьим уровнями. К этому уровню относятся:

модем-коммутатор, устанавливаемый в ТП-10/0,4 кВ, системы синхронизации времени и оборудование GSM-связи.

Третий уровень выполняет функции по обработке и архивированию данных, поступающих с первого уровня. Данный уровень состоит из системного и прикладного программного обеспечения.

Набор функций системного программного обеспечения включает в себя:

1. Обеспечение взаимодействия с АРМ оператора и серверами базы данных;
2. Экспорт данных в смежные программно-аппаратные комплексы для последующей обработки и долговременного хранения;
3. Организация связи со счетчиками по интерфейсам RS-485, PLC и ZigBee;
4. Коммуникация с удаленными объектами через RF-интерфейс;
5. Ретрансляция и маршрутизация трафика в сетях PLC и ZigBee;
6. Хранение измерительных данных о потреблении электроэнергии;
7. Автоматизированный сбор и архивация суточных и месячных показаний счетчиков, а также регулярный сбор, не реже раза в сутки, профилей мощности с заданными интервалами регистрации (для розничного рынка – 60 мин.) и хранение суточных данных о часовых приращениях потребления электроэнергии.

Прикладное программное обеспечение строится как распределенное клиент-серверное решение. Оно ориентировано на обработку, анализ и визуализацию массивов конфигурационных и измерительных данных от приборов учета для различных категорий пользователей через веб-интерфейс и мобильные платформы.

Структурная схема АСКУЭ показана на рисунке 2.3.

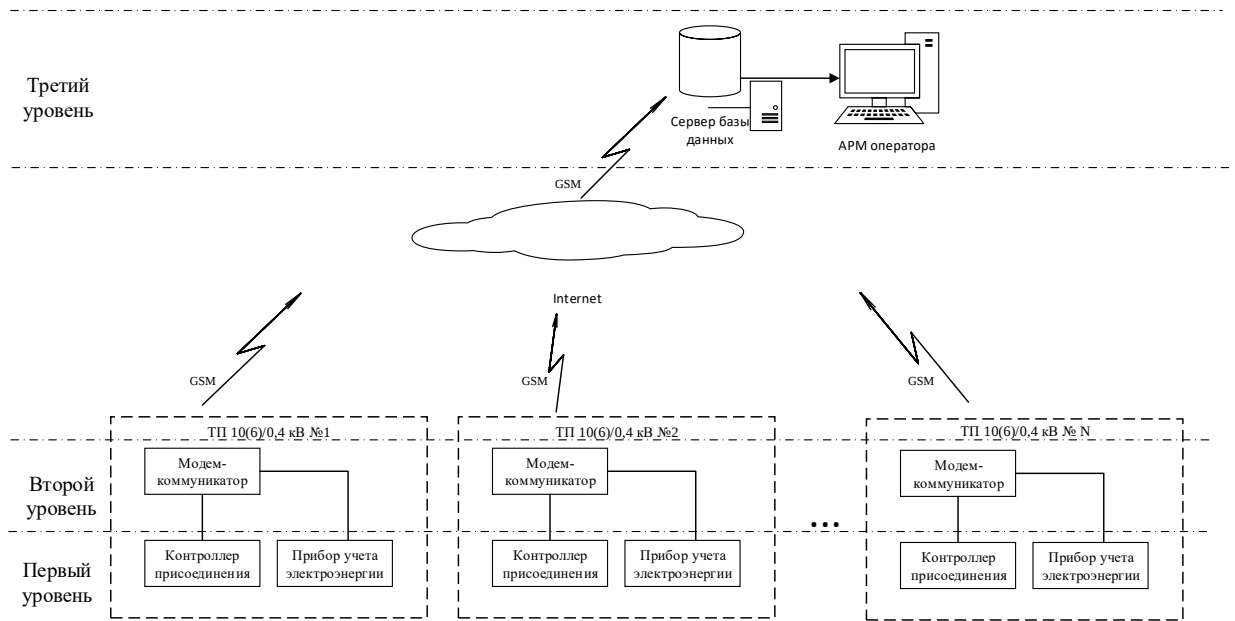


Рисунок 2.3 - Структурная схема АСКУЭ.

Набор функций современных АСКУЭ позволяет использовать их при расчетах режимов работы электрических сетей в качестве источников информации о текущих значениях потребляемых мощностей в узлах распределительной сети.

По результатам проведенного анализа автоматизированных информационно-измерительных систем и систем управления, применяемых в электросетевом комплексе, можно сделать вывод о том, что набор функций данных систем достаточен для проведения расчета режимов работы распределительных электрических сетей в режиме реального времени без установки дополнительного измерительного оборудования. Ключевым фактором является возможность непрерывного получения и обработки мгновенных значений параметров сети, таких как: токи, напряжения в узлах, потребляемые мощности и состояния коммутационных аппаратов. Использование реальных, а не прогнозируемых или статистически усредненных данных существенно повышает точность производимых расчетов и, как следствие, повышает эффективность принимаемых решений. Таким образом, существующее аппаратное и программное обеспечение распределительных электрических сетей создает возможность для перехода к управлению на реальных данных.

2.2 Анализ методов расчета установившихся режимов работы распределительных электрических сетей.

Расчет установившихся режимов работы распределительных электрических сетей является первым этапом решения задачи определения оптимальной конфигурации сети с целью снижения потерь электроэнергии. Сложность задачи расчета установившихся режимов обусловлена нелинейностью систем уравнений узловых напряжений, а также их большой размерностью. Это требует применения итерационных численных методов для нахождения решений. Самыми распространенными методами расчета установившихся режимов электрических сетей на сегодняшний день являются: метод «в два этапа», метод Зейделя и метод Ньютона-Рафсона [122, 123].

Метод «в два этапа» представляет из себя итеративный процесс, состоящий из двух последовательных этапов. Данный метод состоит из следующих шагов:

1. Все напряжения в узлах принимаются равными номинальному.
2. Производится последовательный расчет потоков и потерь мощности в участках ЛЭП обратным ходом – в направлении от конца линии к началу:

2.1 Мощность в конце последнего n -го участка принимается равной мощности нагрузки, присоединенной к $(n-1)$ -му узлу:

$$\begin{aligned} P_n^k &= P_n \\ Q_n^k &= Q_n \end{aligned} \tag{2.1}$$

2.2 Рассчитываются потери мощности в n -ом участке:

$$\Delta S_n = \Delta P_n + j\Delta Q_n = \frac{(P_n^k)^2 + (Q_n^k)^2}{U_{ном}^2} (R_n + jX_n) \tag{2.2}$$

где R_n - активное сопротивление n -го участка;

X_n - реактивное сопротивление n-го участка.

2.3 Рассчитывается мощность в начале n-го участка:

$$\begin{aligned} P_n^H &= P_n^K + \Delta P_n \\ Q_n^H &= Q_n^K + \Delta Q_n \end{aligned} \quad (2.3)$$

2.4 Рассчитывается мощность в конце (n-1)-го участка по I закону Кирхгофа:

$$\begin{aligned} P_{n-1}^K &= P_n^H + P_{n-1} \\ Q_{n-1}^K &= Q_n^H + Q_{n-1} \end{aligned} \quad (2.4)$$

2.6 Расчеты по п. 2.2 – 2.4 повторяются до определения мощности в начале первого участка рассматриваемой ЛЭП.

3. На втором этапе производится уточнение значений напряжений в узлах прямым ходом – в направлении от начала к концу ЛЭП.

3.1 Рассчитывается падение напряжения на первом участке:

$$\Delta U_1 = \frac{P_1^K R_1 + Q_1^K X_1}{U_{цп}} \quad (2.5)$$

где $U_{цп}$ - напряжение на шинах питающей подстанции.

3.2 Рассчитывается напряжение в конце первого участка (напряжение первого узла):

$$U_1 = U_{цп} - \Delta U_1 \quad (2.6)$$

3.3 Расчеты по п. 3.1 – 3.2 производятся до определения напряжения в

конце последнего участка (напряжения последнего узла).

4. Полученные напряжения в узлах принимаются в качестве следующего приближения, затем первый и второй этапы расчетов повторяются.

5. Итерационный процесс продолжается до достижения необходимой точности результатов.

Метод «в два этапа» отличается простотой реализации и высокой эффективностью при расчете режимов работы разомкнутых электрических сетей. Однако, расчетный процесс существенно усложняется при рассмотрении сильно разветвленных ЛЭП, а также данный метод может давать значительные погрешности при расчете неоднородных сетей.

Метод Зейделя основан на итерационном решении системы нелинейных уравнений узловых напряжений (2.7) путем последовательного обновления значений напряжений в узлах рассматриваемой ЛЭП.

$$\begin{cases} Y_{1,1} \cdot U_1 + Y_{1,2} \cdot U_2 + \dots + Y_{1,n} \cdot U_n = \frac{S_1^*}{U_1^*} - Y_{1,БВ} \cdot U_{БВ} \\ Y_{2,1} \cdot U_1 + Y_{2,2} \cdot U_2 + \dots + Y_{2,n} \cdot U_n = \frac{S_2^*}{U_2^*} - Y_{2,БВ} \cdot U_{БВ} \\ \dots \\ Y_{n,1} \cdot U_1 + Y_{n,2} \cdot U_2 + \dots + Y_{n,n} \cdot U_n = \frac{S_n^*}{U_n^*} - Y_{n,БВ} \cdot U_{БВ} \end{cases} \quad (2.7)$$

где n - количество узлов в рассматриваемой схеме;

$Y_{i,j}$ - элементы матрицы узловых проводимостей;

U_i - напряжение в i -том узле;

$U_{БВ}$ - напряжение в базисном узле;

S_i - мощность нагрузки в i -том узле.

Для применения метода Зейделя система уравнений узловых напряжений преобразуется путем разрешения относительно $U_1, U_2, \dots, U_n$:

$$\begin{cases} U_1 = b_{1,2} \cdot U_2 + \dots + b_{1,n} \cdot U_n + b_1 \\ U_2 = b_{2,1} \cdot U_1 + \dots + b_{2,n} \cdot U_n + b_2 \\ \dots \\ U_n = b_{n,1} \cdot U_1 + \dots + b_{n,n-1} \cdot U_{n-1} + b_n \end{cases} \quad (2.8)$$

где

$$b_{k,j} = -\frac{Y_{k,j}}{Y_{k,k}}, k \neq j$$

$$b_{k,k} = \frac{\frac{S_1^*}{U_1^*} - Y_{1,BV} \cdot U_{BV}}{Y_{k,k}} \quad (2.9)$$

Первым шагом метода Зейделя является задание начальных приближений узловых напряжений $U_1^{(0)}, U_2^{(0)}, \dots, U_n^{(0)}$. Первые и последующие приближения вычисляются путем подстановки предыдущих в систему (2.8). При этом, основная идея метода Зейделя заключается в том, найденное $(i+1)$ -е $(k-1)$ -го напряжение сразу же используется для вычисления следующего k -го напряжения. Таким образом, итерационный процесс метода Зейделя описывается выражением:

$$U_k^{(i+1)} = \sum_{j=1}^{k-1} b_{k,j} \cdot U_j^{(i+1)} + \sum_{j=k+1}^n b_{k,j} \cdot U_j^{(i)} + b_k \quad (2.10)$$

Метод Зейделя обладает линейной сходимостью, что означает, что ошибка на каждой итерации уменьшается пропорционально предыдущей ошибке. Скорость сходимости зависит от размеров рассматриваемой сети и от того, насколько близким к решению было выбрано начальное приближение. Для сетей с большим количеством узлов метод Зейделя сходится медленно, что является его существенным недостатком. Однако, данный метод отличается простотой

реализации и требует относительно небольших вычислительных ресурсов и объема памяти.

Наиболее распространенным методом расчета режимов работы электрических сетей является метод Ньютона-Рафсона. Метод Ньютона-Рафсона также представляет из себя итерационный процесс решения системы уравнений узловых напряжений путем линеаризации уравнений небалансов мощности с использованием разложения в ряд Тейлора. На первом шаге метода Ньютона-Рафсона на основе системы (2.7) составляются уравнения небалансов:

$$\begin{cases} F_1(U_1, U_2, \dots, U_n) = \frac{S_1^*}{U_1^*} - Y_{1, BV} \cdot U_{BV} - Y_{1,1} \cdot U_1 - Y_{1,2} \cdot U_2 - \dots - Y_{1,n} \cdot U_n \\ F_2(U_1, U_2, \dots, U_n) = \frac{S_2^*}{U_2^*} - Y_{2, BV} \cdot U_{BV} - Y_{2,1} \cdot U_1 - Y_{2,2} \cdot U_2 - \dots - Y_{2,n} \cdot U_n \\ \dots \\ F_n(U_1, U_2, \dots, U_n) = \frac{S_n^*}{U_n^*} - Y_{n, BV} \cdot U_{BV} - Y_{n,1} \cdot U_1 - Y_{n,2} \cdot U_2 - \dots - Y_{n,n} \cdot U_n \end{cases} \quad (2.11)$$

Далее формируется матрица Якоби, элементами которой являются частные производные небалансов по неизвестным переменным:

$$\frac{dF}{dX} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial U_1} & \frac{\partial F_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial U_1} & \frac{\partial F_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial U_1} & \frac{\partial F_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial U_n} \end{pmatrix} \quad (2.12)$$

где X - вектор неизвестных.

Затем, после задания начальных приближений, рассчитываются поправки по формуле:

$$\Delta X^k = - \left(\frac{dF}{dX} \Big|_{X^k} \right)^{-1} \cdot F(X^k) \quad (2.13)$$

где k - номер итерации;

X^k - вектор неизвестных на k -той итерации.

Следующее приближение рассчитывается по формуле:

$$X^{k+1} = X^k + \Delta X^k \quad (2.14)$$

Итерационный процесс продолжается до достижения требуемой точности результатов расчета.

Метод Ньютона-Рафсона характеризуется квадратичной сходимостью, что обеспечивает быстрое достижение решения с высокой точностью за небольшое количество итераций. Метод менее чувствителен к выбору начального приближения по сравнению с методом Зейделя. Несмотря на более высокую вычислительную сложность каждой итерации, связанную с необходимостью формирования и обращения матрицы Якоби, общее время расчета часто оказывается меньше за счет быстрой сходимости.

Для сравнения рассмотренных методов выделены следующие ключевые критерии: сходимость, требования к вычислительным ресурсам, простота реализации и применимость для больших сетей. Характеристики методов расчета режимов работы электрических сетей по перечисленным критериям представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Сравнение методов расчета режимов работы электрических сетей.

Метод	Сходимость	Требования к вычислительным ресурсам	Простота реализации	Применимость для больших сетей
Метод «в два этапа»	Линейная	Высокие	Средняя	Ограниченная
Метод Зейделя	Линейная	Низкие	Высокая	Ограниченная
Метод Ньютона-Рафсона	Квадратичная	Высокие	Средняя	Не ограниченная

Таким образом, по результатам проведенного сравнительного анализа можно сделать вывод о том, что метод Ньютона-Рафсона является наиболее предпочтительным для задачи расчета режимов работы электрических сетей благодаря его квадратичной сходимости и отсутствия ограничений к применению для расчета больших, разветвленных сетей.

2.3 Алгоритм определения и коррекции параметров режима работы распределительной электрической сети.

Управление электрическими сетями в режиме реального времени предполагает цикличное произведение расчетов режимов их работы. При этом, при переходе от одного цикла расчетов к другому после прохождения временного интервала возможны два варианта:

1. Схема сети изменилась ввиду изменения сопротивления ветвей, либо количества узлов:
2. Схема сети осталась неизменной.

При первом варианте параметры режима изменяются в следствие изменения матрицы узловых и взаимных проводимостей и мощностей нагрузок. В таком

случае требуется полный цикл расчета по методу Ньютона-Рафсона.

При втором варианте изменение параметров обусловлено только изменением потребляемых мощностей нагрузок. При данном варианте возможно избежать трудоемкого итерационного расчетного процесса путем коррекции рассчитанного ранее «базового» режима. Для коррекции «базового» режима необходимо выполнить следующие шаги [124]:

1. Обращение ранее составленной матрицы Якоби;
2. Определение матрицы чувствительности [125]:

$$A = - \left(\frac{dF}{dX} \right)^{-1} \cdot \frac{dF}{dW} \quad (2.15)$$

где W – вектор мощностей нагрузок;

$\frac{dF}{dW}$ – матрица частных производных, элементы которой являются

частными производными уравнений небалансов в узлах по мощностям нагрузок.

$$\frac{dF}{dW} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial S_1} & \frac{\partial F_1}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial S_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial S_1} & \frac{\partial F_2}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial S_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial S_1} & \frac{\partial F_n}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial S_n} \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

После однократного выполнения указанных действий возможно многократное проведение коррекции ранее рассчитанного «базового» режима по следующему алгоритму:

1. Формирование вектора приращений мощностей нагрузок:

$$\Delta W = \begin{pmatrix} S_1^1 - S_1^2 \\ S_2^1 - S_2^2 \\ \dots \\ S_n^1 - S_n^2 \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

где S_i^1 - мощность нагрузки в i -том узле в «базовом» режиме;

S_i^2 - мощность нагрузки в i -том узле в текущем режиме.

2. Расчет поправок переменных:

$$\Delta X = A \cdot \Delta W \quad (2.18)$$

3. Расчет скорректированных значений узловых напряжений:

$$X_{корр} = X_{баз} + \Delta X \quad (2.19)$$

где $X_{баз}$ - вектор значений узловых напряжений в «базовом» режиме.

Описанный алгоритм позволяет вместо многократного итерационного процесса решения системы нелинейных уравнений производить умножение заранее известной матрицы чувствительности на вектор приращений потребляемых мощностей нагрузок и прибавление результата к заранее известному вектору параметров «базового» режима. Блок-схема алгоритма определения параметров режима работы распределительной электрической сети показана на рисунке 2.4.

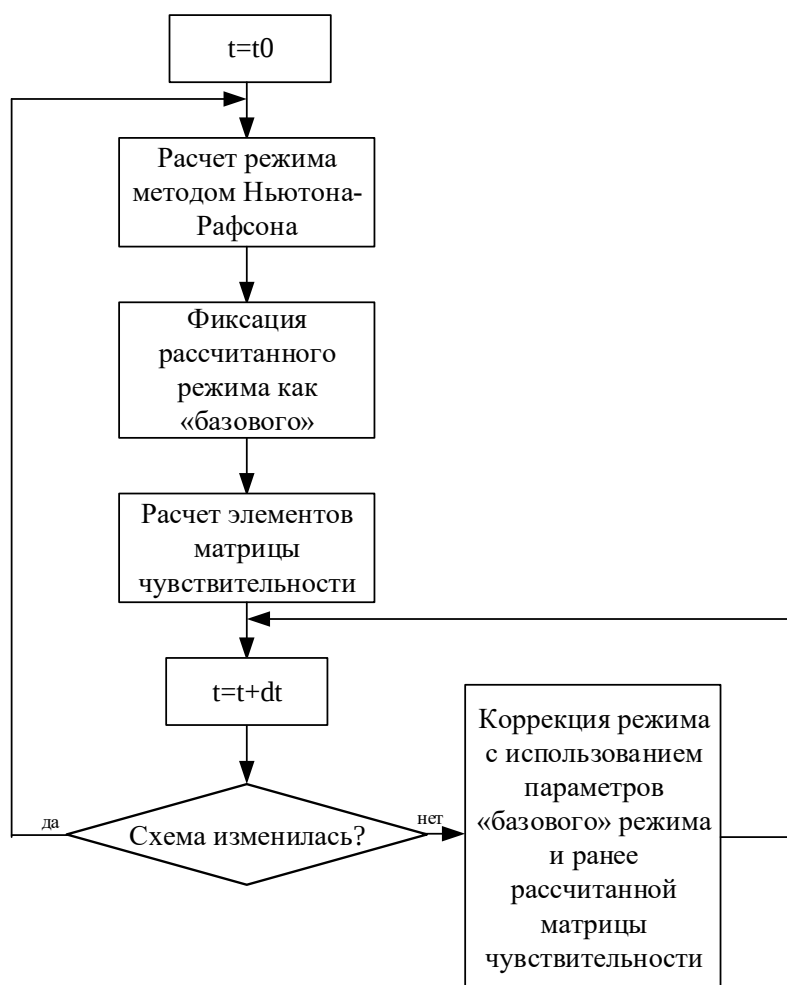


Рисунок 2.4 - Блок-схема алгоритма определения параметров режима работы распределительной электрической сети.

Проиллюстрируем работу описанного алгоритма на примере расчета режимных параметров ЛЭП 10 кВ, содержащей четыре нагрузочных узла. Расчетная схема ЛЭП-10 кВ показана на рисунке 2.5.

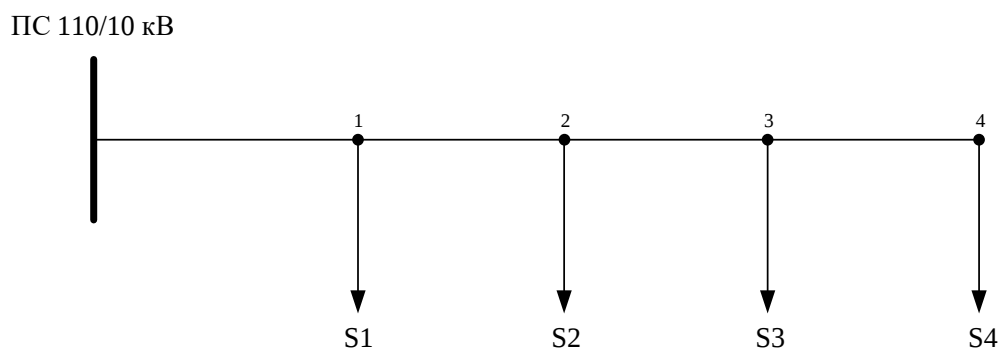


Рисунок 2.5 – Расчетная схема ЛЭП 10 кВ.

Параметры ветвей показаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры ветвей ЛЭП 10 кВ

Начало ветви	Конец ветви	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
ПС 110/10 кВ	Узел 1	0,23	0,191
Узел 1	Узел 2	0,33	0,276
Узел 2	Узел 3	0,95	0,754
Узел 3	Узел 4	0,18	0,133

Значения мощностей нагрузок в узлах для двух заданных режимов показаны в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Мощности нагрузок в двух режимах работы ЛЭП 10 кВ

Узел	Активная мощность в первом режиме, МВт	Реактивная мощность в первом режиме, МВАр	Активная мощность во втором режиме, МВт	Реактивная мощность во втором режиме, МВАр
Узел 1	0,163	0,057	0,263	0,057
Узел 2	0,409	0,143	0,509	0,143
Узел 3	0,785	0,275	0,885	0,275
Узел 4	0,278	0,097	0,378	0,097

Матрица узловых и взаимных проводимостей имеет вид:

$$Y = \begin{pmatrix} 4,356-3,628i & -1,783+1,491i & 0 & 0 \\ -1,783+1,491i & 2,429-2,004i & -0,646+0,513i & 0 \\ 0 & -0,646+0,513i & 4,239-3,168i & -3,594+2,655i \\ 0 & 0 & -3,594+2,655i & 3,594-2,655i \end{pmatrix}$$

Уравнения небалансов, составленные по соотношениям (2.11), имеют вид:

$$\begin{cases} F_1(U_1, U_2, U_3, U_4) = \frac{S_1^*}{U_1^*} - Y_{1, BV} \cdot U_{BV} - Y_{1,1} \cdot U_1 - Y_{1,2} \cdot U_2 - Y_{1,3} \cdot U_3 - Y_{1,4} \cdot U_4 \\ F_2(U_1, U_2, U_3, U_4) = \frac{S_2^*}{U_2^*} - Y_{2, BV} \cdot U_{BV} - Y_{2,1} \cdot U_1 - Y_{2,2} \cdot U_2 - Y_{2,3} \cdot U_3 - Y_{2,4} \cdot U_4 \\ F_3(U_1, U_2, U_3, U_4) = \frac{S_3^*}{U_3^*} - Y_{3, BV} \cdot U_{BV} - Y_{3,1} \cdot U_1 - Y_{3,2} \cdot U_2 - Y_{3,3} \cdot U_3 - Y_{3,4} \cdot U_4 \\ F_4(U_1, U_2, U_3, U_4) = \frac{S_4^*}{U_4^*} - Y_{4, BV} \cdot U_{BV} - Y_{4,1} \cdot U_1 - Y_{4,2} \cdot U_2 - Y_{4,3} \cdot U_3 - Y_{4,4} \cdot U_4 \end{cases}$$

В качестве первого приближения узловых напряжений выбраны значения 10 кВ:

$$U_1 = 10;$$

$$U_2 = 10;$$

$$U_3 = 10;$$

$$U_4 = 10;$$

Матрица Якоби на первой итерации имеет вид:

$$\frac{dF}{dX} = \begin{pmatrix} -4,355+3,628i & 1,783-1,491i & 0 & 0 \\ 1,783-1,491i & -2,425+2,002i & 0,646+0,513i & 0 \\ 0 & 0,646-0,513i & -4,232+3,165i & 3,594-2,655i \\ 0 & 0 & 3,594-2,655i & -3,591+2,654i \end{pmatrix}$$

После осуществления трех итераций по методу Ньютона-Рафсона получены результаты, показанные в таблице 2.5.

Таблица 2.5. – Результаты режимов работы ЛЭП-10 кВ по методу Ньютона-Рафсона

Узел	Напряжение в первом режиме, кВ	Напряжение во втором режиме, кВ
Узел 1	10,453-0,017i	10,444-0,024i
Узел 2	10,392-0,04i	10,373-0,055i
Узел 3	10,266-0,082i	10,227-0,112i
Узел 4	10,26-0,084i	10,219-0,115i

Произведем коррекцию параметров первого режима с учетом изменившихся мощностей нагрузок. Определим матрицу чувствительности по формуле (2.15):

$$A = \begin{pmatrix} 0,022-0,018i & 0,022-0,019i & 0,023-0,019i & 0,023-0,019i \\ 0,022-0,019i & 0,054-0,045i & 0,056-0,047i & 0,056-0,047i \\ 0,022-0,019i & 0,055-0,046i & 0,15-0,121i & 0,15-0,121i \\ 0,022-0,019i & 0,055-0,046i & 0,15-0,121i & 0,168-0,134i \end{pmatrix}$$

Рассчитаем поправки к параметрам первого режима по формуле (2.18):

$$\Delta X = \begin{pmatrix} -0,009 + 0,007i \\ -0,019 + 0,016i \\ -0,038 + 0,031i \\ -0,04 + 0,032i \end{pmatrix}$$

Вектор скорректированных значений узловых напряжений определяется по формуле (2.19):

$$X_{\text{корр}} = \begin{pmatrix} 10,444 - 0,009i \\ 10,373 - 0,024i \\ 10,228 - 0,051i \\ 10,22 - 0,052i \end{pmatrix}$$

Как видно из результатов расчета значения параметров второго режима, рассчитанные путем коррекции параметров первого режима с использованием матрицы чувствительности расходятся со значениями, рассчитанными прямым методом Ньютона-Рафсона не более чем на 0,05%, что позволяет использовать описанный алгоритм на практике в системе оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

Выводы по главе

1. В главе описаны архитектуры и функции ключевых информационно-измерительных систем, применяемых в распределительных электрических сетях: системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов и системы телемеханики подстанций осуществляют сбор первичных данных, их обработку и визуализацию через SCADA-системы, а автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии обеспечивают сбор и архивирование показаний приборов учета для получения информации о текущих потребляемых мощностях нагрузок. Совокупность этих систем формирует единую цифровую среду и играет ключевую роль в цифровизации электросетевого комплекса.

2. Современное информационное обеспечение распределительных электрических сетей, включая системы мониторинга и диагностики, системы телемеханики и автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии, обеспечивает сбор, передачу и обработку измерительных данных в режиме реального времени (потребляемые мощности нагрузок, напряжения на шинах питающих подстанций и положения коммутационных аппаратов). Это позволяет производить расчеты режимов работы сети по фактическим текущим

данным без использования прогнозных значений, что существенно повышает точность получаемых решений.

3. По результатам проведенного сравнительного анализа сделан вывод о том, что метод Ньютона-Рафсона является наиболее предпочтительным для расчета режимов работы распределительных электрических сетей благодаря своей квадратичной сходимости и универсальности для расчета крупных, разветвленных сетей.

4. Разработанный алгоритм расчета и коррекции параметров режимов работы распределительной электрической сети позволяет избежать итерационного расчетного процесса при циклических расчетах режимов работы сети. Проведенный вычислительный эксперимент показал, что результаты коррекции режимных параметров практически совпадают с прямым решением методом Ньютона-Рафсона, погрешность не превышает 0,05%. Это подтверждает высокую точность и практическую ценность предложенного алгоритма для оперативного управления распределительными электрическими сетями.

3. Математическая модель распределительной электрической сети для решения задачи определения ее оптимальной конфигурации.

3.1 Постановка задачи

Распределительные электрические сети среднего класса напряжения являются важной частью электроэнергетических систем, связующей магистральную сеть с потребителями электроэнергии. Распределительные электрические сети эксплуатируются в радиальной конфигурации, при этом зачастую линии в таких сетях имеют два источника питания для повышения уровня надежности электроснабжения потребителей. Конфигурация сети устанавливается или изменяется путем размыкания нормально замкнутых и замыкания нормально разомкнутых выключателей, установленных на магистральных участках линий, имеющих два и более источника питания. Выключатели, установленные в сети, соединяют концы радиальных линий, обеспечивают возможность питания от альтернативных источников питания, а также соединяют ответвления с магистральными участками линий. В современных распределительных сетях выключателями можно управлять как вручную, так и автоматически, посылая управляющие воздействия из диспетчерского пункта.

Современные распределительные электрические сети оснащены дистанционно управляемыми пунктами секционирования, действия которых направлены на обеспечение аварийных переключений в сети для повышения надежности электроснабжения потребителей, или безопасности проведения работ по техническому обслуживанию. Дистанционное управление пунктами секционирования в нормальном режиме происходит посредством выделенных каналов связи. В аварийном режиме управляющие воздействия формируются в модуле управления согласно внутренним алгоритмам релейной защиты и автоматики.

Таким образом, техническая возможность дистанционного и автоматического управления конфигурацией сети создает предпосылки не только

для повышения надежности электроснабжения, но и для оперативной оптимизации ее работы в нормальных режимах. Это позволяет перейти от статичной конфигурации к динамическому управлению топологией в режиме реального времени. Ключевой задачей такой оптимизации является оптимальная реконфигурация сети, целью которой служит снижение потерь электроэнергии, поскольку потери напрямую влияют на эксплуатационные расходы электросетевых организаций.

Подходы к решению задачи оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети содержат методы комбинаторной оптимизации и одной или несколькими целевыми функциями и переменными, которые должны удовлетворять системе линейных и/или нелинейных ограничений, представленных уравнениями или неравенствами. Отыскание оптимального решения в большом невыпуклом пространстве поиска затруднен и является сложной задачей, особенно при рассмотрении сетей, содержащих большое количество элементов.

3.2 Формализация задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети среднего напряжения.

В общем виде в состав распределительной электрической сети среднего напряжения входит N питающих трансформаторных подстанций напряжением 110(35)/10(6) кВ, $K_{л_2}$ линий электропередачи с двусторонним питанием, $K_{р_2}$ реклоузеров, установленных на магистральных участках рассматриваемых линий электропередачи. В ходе решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети линии электропередачи с одним источником питания учитываются только в качестве дополнительной нагрузки питающих трансформаторных подстанций, поскольку в нормальном режиме работы нормальные разрывы на таких линиях отсутствуют. Для задания состояния реклоузеров введем переменную $\delta_{i(j)}^{p-q}$, отражающую состояние j -того

реклоузера, устроенного в магистрали i -той линии электропередачи, получающей питание от подстанций № p и № q .

$$\begin{aligned}\delta_{i(j)}^{p-q} &= 1 - \text{реклоузер разомкнут} \\ \delta_{i(j)}^{p-q} &= 0 - \text{реклоузер замкнут} \\ \delta_{i(j)}^{p-q} &\in [0,1]\end{aligned}\tag{3.1}$$

Через A обозначим множество всех Kp_Σ - мерных векторов V_i , координаты которых могут принимать значения «1» либо «0». В контексте рассматриваемой задачи это множество будет отражать все возможные комбинации положений нормальных разрывов, то есть пространство состояний всех реклоузеров в сети.

Поскольку для поддержания нормального режима работы сети необходимо соблюдение ряда ограничений, внутри множества A следует выделить множество $A' \subset A$ векторов, отражающих состояния реклоузеров, при которых данные ограничения соблюдаются. Также, для оценки эффективности функционирования сети при различных состояниях реклоузеров, каждой комбинации нормальных разрывов ставится в соответствие значение технических потерь активной мощности, имеющих место в данном состоянии. Множество таких значений обозначено как B . На рисунке 3.1 проиллюстрирована зависимость между множествами A , A' , и B .

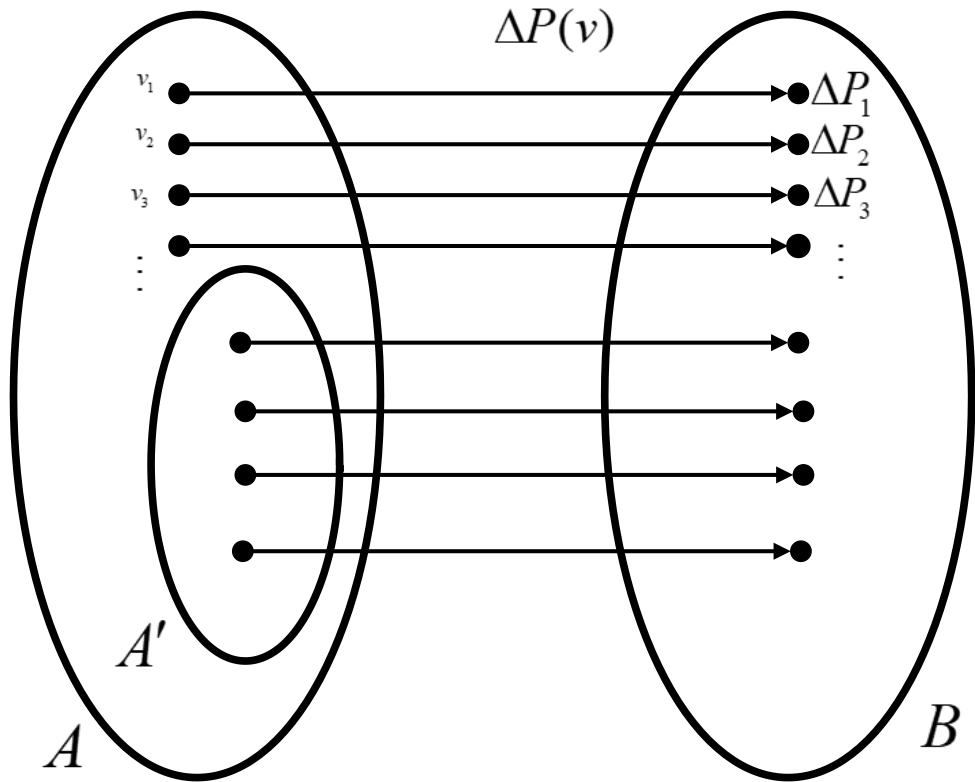


Рисунок 3.1 – Зависимость между множествами A , A' , и B

Зависимость $\Delta P(v)$ является целевой функцией.

Искомый вектор V_i , определяющий оптимальную комбинацию положений нормальных разрывов задается следующим образом: значение нагрузочных потерь активной мощности ΔP_i , соответствующее вектору V_i , является минимумом целевой функции на множестве A' .

Таким образом, для отыскания оптимального вектора V_i необходимо решить несколько задач:

1. Задать множество A' ;
2. Задать зависимость $\Delta P(v)$;
3. Применить алгоритм, позволяющий отыскать вектор V_i , соответствующий минимальному значению целевой функции $\Delta P(v)$ на множестве A' .

Множество A' задается системой ограничений, предполагающих соблюдение двух условий:

1. Все элементы сети должны работать в нормальном режиме, то есть не должны испытывать перегрузки по току;

2. Не допускается наличие более чем одного нормального разрыва на каждую линию во избежание потери питания потребителей.

Реклоузеры, разомкнутое состояние которых сопровождается перегрузкой проводов ЛЭП и/или трансформаторов тока, установленных в линейных ячейках распределительных устройств питающих подстанций необходимо исключить из расчета, так как разгрузить указанные элементы сети путем переключений на смежных линиях невозможно. Алгоритм проверки мест нормальных разрывов на предмет перегрузки проводов ЛЭП и трансформаторов тока, установленных в линейных ячейках распределительных устройств питающих подстанций, включает в себя следующие этапы:

1. Определение токов в магистральных участках каждой ЛЭП рассматриваемой сети при всех возможных местах нормальных разрывов;

2. Сравнение полученных значений токов с длительно допустимыми токами проводов соответствующих ЛЭП. При рассмотрении головного участка, дополнительно сравнивается значение тока при всех возможных местах разрывов с номинальным током измерительного трансформатора тока, установленного в линейной ячейке распределительного устройства питающей трансформаторной подстанции.

3. Реклоузеры, разомкнутое состояние которых влечет за собой перегрузку измерительных трансформаторов тока и/или проводов ЛЭП, исключаются из рассмотрения.

Блок схема описанного алгоритма показана на рисунке 3.2.

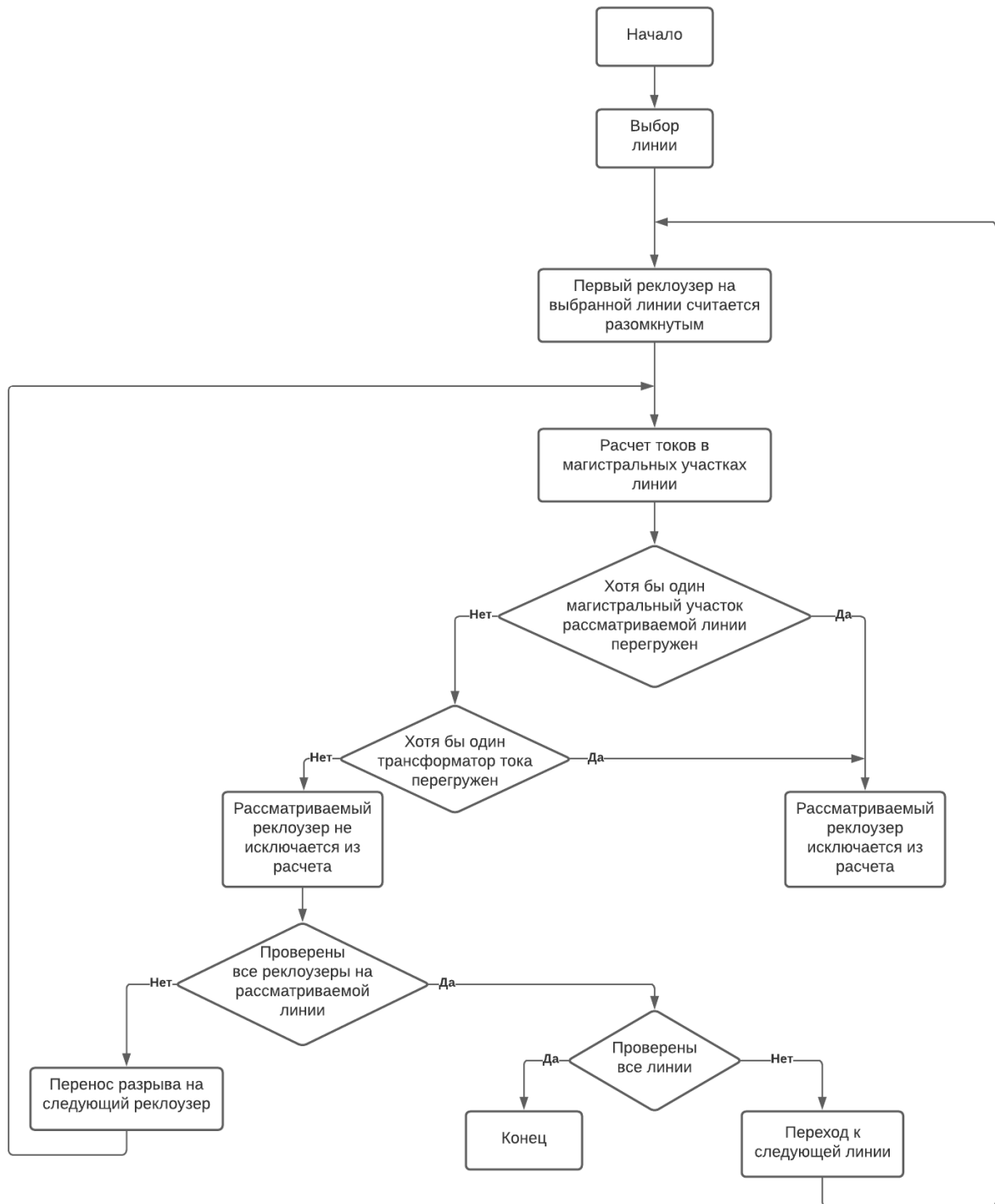


Рисунок 3.2 – Блок схема алгоритма исключения реклоузеров

Для составления системы ограничений по резерву мощности питающих подстанций каждой подстанции в сети ставится в соответствие неравенство, определяющее не превышение мощности, отпускаемой кольцевым линиям электропередачи резерва мощности подстанции, отведенного для данных линий:

$$S_{к.л.отп.} \leq S_{к.л.рез.} \quad (3.2)$$

где $S_{к.л.отп.}$ - мощность, передаваемая по кольцевым линиям электропередачи при данной комбинации разрывов;

$S_{к.л.рез.}$ - резерв мощности, отведенный кольцевым линиям электропередачи.

Резерв мощности, отведенный линиям с двумя источниками питания, определяется исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов и мощности, передаваемой по линиям с одним источником питания:

$$S_{к.л.рез.} = S_{N-1} \cdot K_{ддтн} - S_{о.л.} \quad (3.3)$$

где S_{N-1} - мощность подстанции в аварийном режиме при выходе из строя одного, самого мощного трансформатора;

$K_{ддтн}$ - коэффициент длительно допустимой токовой нагрузки трансформаторов, определяемый исходя из типа системы охлаждения, срока эксплуатации, индекса технического состояния и температуры окружающей среды;

$S_{о.л.}$ - мощность, передаваемая по линиям электропередачи с одним источником питания.

Мощность $S_{к.л.отп.}$, передаваемая по кольцевым линиям определяется как сумма мощностей, передаваемых по каждой кольцевой линии.

$$S_{к.л.отп.} = S_{к.л.отп.1} + S_{к.л.отп.2} + \dots + S_{к.л.отп.K} \quad (3.4)$$

где $S_{к.л.отп.i}$ - мощность, передаваемая по i-той кольцевой линии;

K - количество кольцевых линий, получающих питание от данной

трансформаторной подстанции.

Поскольку мощность, отпускаемая по кольцевой линии, зависит от того, какой реклоузер находится в разомкнутом положении, для всех реклоузеров производится расчет режима работы линии, на которой установлен рассматриваемый реклоузер. По результатам произведенных расчетов формируется множество значений нагрузок головных участков, определяющее мощности, отпускаемые по кольцевым линиям при различных состояниях реклоузеров.

3.3 Последовательность присвоения порядковых номеров элементам распределительной электрической сети

Для построения формальной математической модели, необходимой для решения задачи оптимальной реконфигурации сети, требуется однозначная идентификация всех участвующих в ней объектов. Целевая функция, отражающая зависимость потерь мощности от конфигурации сети, и система ограничений, описывающая топологические связи и режимные параметры, оперируют переменными, каждая из которых должна быть однозначно привязана к элементу сети. Таким образом, введение внутренней порядковой нумерации для подстанций, линий и реклоузеров является обязательным первоначальным этапом формализации задачи.

Рассмотрим последовательность присвоения порядковых номеров элементам схемы на примере распределительной сети. Схема примера сети показана на рис. 3.3.

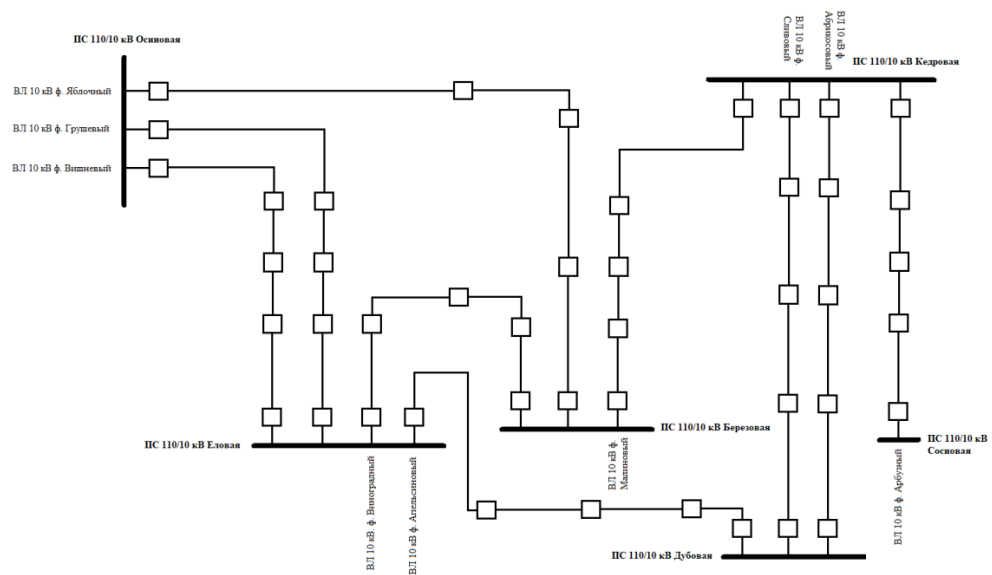


Рисунок 3.3 – Схема примера распределительной электрической сети

Последовательность присвоения порядковых номеров элементам распределительной электрической сети включает в себя следующие этапы:

1. Питающие трансформаторные подстанции нумеруются произвольным образом. Нумерация питающих подстанций продемонстрирована на рисунке 3.4.

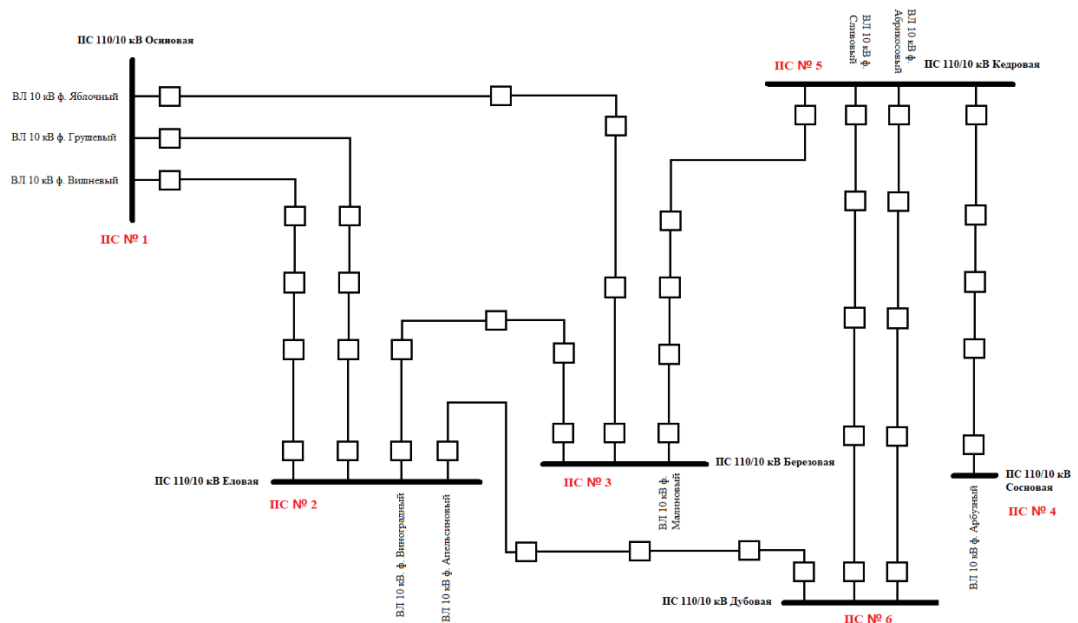


Рисунок 3.4 – Присвоение порядковых номеров питающим трансформаторным подстанциям

2. Для каждой линии в рассматриваемой сети из двух подстанций, от которых она запитана, выбирается подстанция, называемая в дальнейшем начальной. Начальной является подстанция, имеющая наименьший порядковый номер. Подстанция, имеющая наибольший из двух порядковый номер называется конечной. Первый номер присваивается линии, имеющей в качестве начальной подстанцию №1, второй – линии, имеющей в качестве начальной подстанцию №2 и т.д. Линиям, имеющим в качестве начальной одну и ту же подстанцию, номера присваиваются по порядку возрастания порядковых номеров конечных подстанций. В случае, если несколько линий запитаны от одной и той же пары подстанций, порядковые номера таким линиям присваиваются в произвольном порядке. Нумерация линий для рассматриваемого примера продемонстрирована на рисунке 3.5.

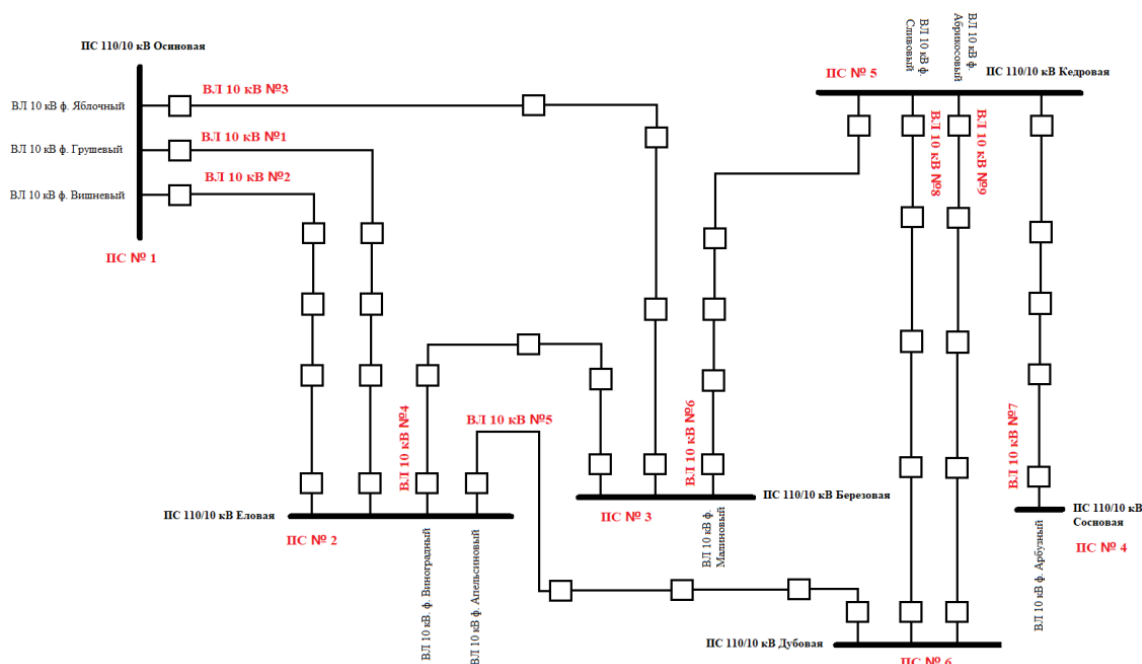


Рисунок 3.5 – Присвоение порядковых номеров линиям

Примечание: выше описана последовательность присвоения сквозных порядковых номеров линиям электропередачи. При дальнейшем описании математической модели индекс, обозначающий порядковый номер линии будет обозначать номер линии, присвоенный в рамках линий, получающих питание от

одной пары подстанций. Например, ВЛ 10 кВ №8 является первой линией, запитанной от ПС 110/10 кВ №5 и ПС 110/10 кВ №6, а ВЛ 10 кВ №9 – второй линией, запитанной от ПС 110/10 кВ №5 и ПС 110/10 кВ №6. Таким образом, при дальнейшем описании линии будут идентифицироваться по порядковым номерам начальной и конечной питающих подстанций и порядковому номеру, присвоенному в рамках линий, запитанных от данных подстанций. Нумерация линий, получающих питание от одной пары подстанций, производится произвольным образом. Сквозная нумерация приведена для дальнейшего структурированного заполнения базы данных при программной реализации алгоритмов управления.

3. Присвоение порядковых номеров реклоузерам происходит в рамках одной линии, то есть при завершении нумерации реклоузеров, установленных на одной линии и переходе на другую, номера присваиваются начинается с первого. Нумерация происходит в направлении от начальной подстанции к конечной. Нумерация реклоузеров для рассматриваемого примера сети показана на рисунке 3.6

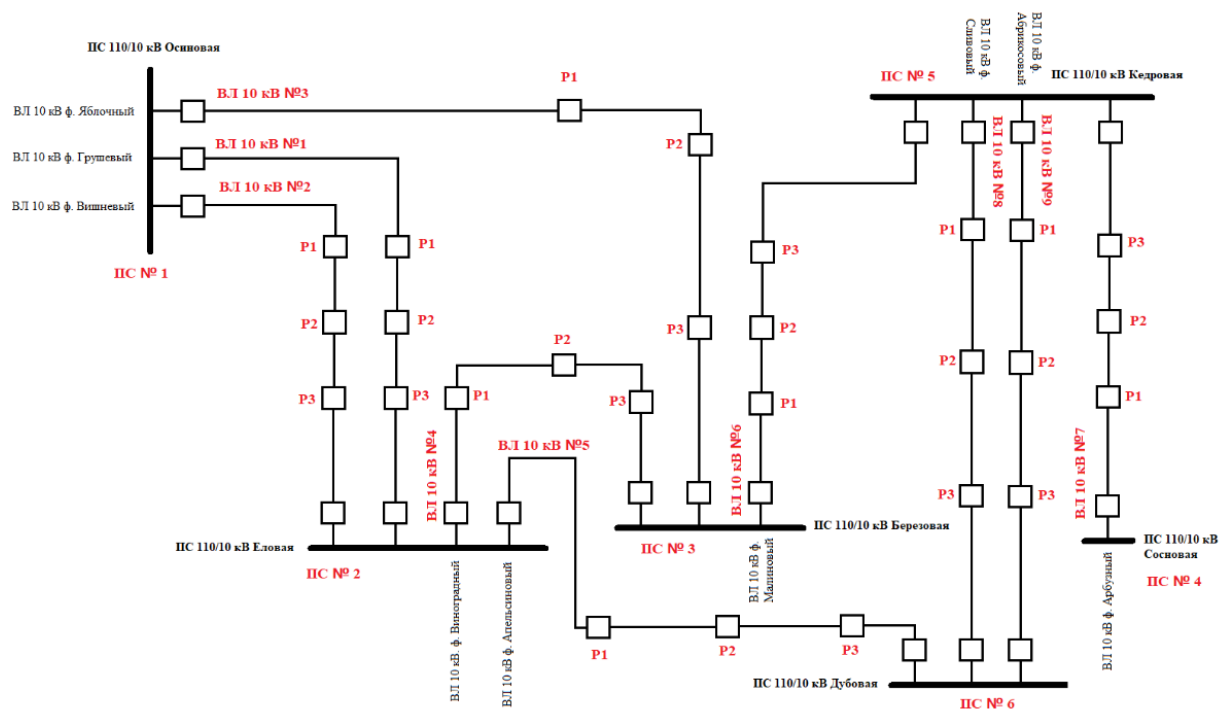


Рисунок 3.6 – Присвоение порядковых номеров реклоузерам

Таким образом, путем последовательного присвоения порядковых номеров элементам сети получена структура заполнения базы данных, содержащих параметры и схему распределительной электрической сети, что является структурной основой для последующего составления целевой функции и системы ограничений математической модели.

3.4 Система ограничений математической модели для решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети

Перед составлением системы ограничений на загрузку питающих трансформаторных подстанций и количество нормальных разрывов на одной линии необходимо ввести следующие обозначения:

S_p - резерв мощности трансформаторной подстанции № p , отведенный кольцевым линиям электропередачи;

K^{p-q} - суммарное количество линий электропередачи, запитанных от трансформаторной подстанции № p и подстанции № q ;

Kp_i^{p-q} - количество реклоузеров, установленных на магистральных участках линии № i , получающей питание от трансформаторных подстанций № p и № q ;

$\delta_{i(j)}^{p-q}$ - переменная, отражающая состояние реклоузера № j , установленного в магистрали линии электропередачи № i , получающей питание от трансформаторных подстанций № p и № q ;

$S_{i(j)}^{p-q}(p)$ - нагрузка головного участка линии № i , запитанной от трансформаторных подстанций № p и № q , получающей питание от подстанции № p при разомкнутом состоянии реклоузера № j .

Система ограничений на загрузку питающих трансформаторных подстанций составляется с использованием выражений (3.2) – (3.4). Система ограничений на загрузку подстанций в общем виде имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} S_{i(j)}^{1-2}(1) + \dots + \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} S_{i(j)}^{1-N}(1) \leq S_1 \\ \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} S_{i(j)}^{1-2}(2) + \dots + \sum_{i=1}^{K^{2-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{2-N}} \delta_{i(j)}^{2-N} S_{i(j)}^{2-N}(2) \leq S_2 \\ \dots \\ \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} S_{i(j)}^{1-N}(N) + \dots + \sum_{i=1}^{K^{(N-1)-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{(N-1)-N}} \delta_{i(j)}^{(N-1)-N} S_{i(j)}^{(N-1)-N}(N) \leq S_N \end{array} \right. \quad (3.5)$$

Ограничения на количество нормальных разрывов на одной линии имеют вид:

$$\sum_{j=1}^{Kp_i^{p-q}} \delta_{i(j)}^{p-q} = 1 \quad \left| \begin{array}{l} 1 \leq p \leq N \\ 1 \leq q \leq N \\ 1 \leq i \leq K^{p-q} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Левая часть уравнений (3.6) представляет собой сумму переменных, отражающих состояния реклоузеров, установленных в магистрали одной, определенной линии электропередачи. Для выполнения требования единственности нормального разрыва на каждой линии, суммы данных переменных должны равняться единице.

Объединив соотношения (3.5) и (3.6), и добавив граничные условия, получим систему линейных уравнений и неравенств, определяющую множество A' , то есть множество комбинаций нормальных разрывов, при которых соблюдаются заданные схемные и режимные ограничения.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} S_{i(j)}^{1-2}(1) + \dots + \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} S_{i(j)}^{1-N}(1) \leq S_1 \\ \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} S_{i(j)}^{1-2}(2) + \dots + \sum_{i=1}^{K^{2-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{2-N}} \delta_{i(j)}^{2-N} S_{i(j)}^{2-N}(2) \leq S_2 \\ \dots \\ \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} S_{i(j)}^{1-N}(N) + \dots + \sum_{i=1}^{K^{(N-1)-N}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{(N-1)-N}} \delta_{i(j)}^{(N-1)-N} S_{i(j)}^{(N-1)-N}(N) \leq S_N \\ \sum_{j=1}^{Kp_i^{p-q}} \delta_{i(j)}^{p-q} = 1 \\ \delta_{i(j)}^{p-q} \in \{0,1\} \end{array} \right. \quad (3.7)$$

Система (3.7) является системой ограничений математической модели для решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети, учитывающей резервы мощности питающих трансформаторных подстанций, а также требование к единственности нормального разрыва в магистрали каждой кольцевой линии электропередачи [126].

3.5 Целевая функция математической модели для решения задачи определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети

Поскольку оптимизация производится по критерию минимума потерь мощности в сети, целевой функцией является зависимость уровня нагрузочных потерь активной мощности в магистральных участках линий электропередачи от состояний реклоузеров. Для одной линии такая зависимость имеет вид:

$$\Delta P = \delta_1 \cdot \Delta P_1 + \delta_2 \cdot \Delta P_2 + \dots + \delta_{Kp} \cdot \Delta P_{Kp} \quad (3.8)$$

где ΔP_j - нагрузочные потери активной мощности в магистральных участках линии при разомкнутом состоянии реклоузера №j.

Соотношение (3.8) является суммой произведений переменных, отражающих состояния реклоузеров на нагрузочные потери активной мощности в магистральных участках линий при разрывах на соответствующих реклоузерах. При подстановке в соотношение (3.9) набора переменных, определяющего одно из возможных мест разрывов, содержащего только одну переменную, равную единице, все значения потерь кроме одного обнулятся, а оставшиеся, соответствующие выбранному месту разрыва, будут умножены на 1.

Целевая функция, входящая в состав математической модели для решения задачи определения оптимальной конфигурации, является суммой соотношений (3.8), составленных для каждой линии электропередачи, входящей в рассматриваемую сеть.

$$\Delta P = \sum_{\substack{1 \leq p \leq N \\ 1 \leq q \leq N}} \sum_{i=1}^{K^{p-q}} \sum_{j=1}^{K_p^{p-q}} \Delta P_{i(j)}^{p-q} \delta_{i(j)}^{p-q} \rightarrow \min \quad (3.9)$$

Учитывая вышеизложенное, задача определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети формулируется следующим образом: необходимо найти вектор, имеющий координаты, принимающие значения 0 или 1, минимизирующей линейную целевую функцию (3.9) на множестве решений системы линейных уравнений и неравенств (3.7).

3.6 Пример определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети

Проиллюстрируем работу описанного алгоритма оптимальной реконфигурации на примере сети. Расчетная схема сети показана на рисунке 3.7.

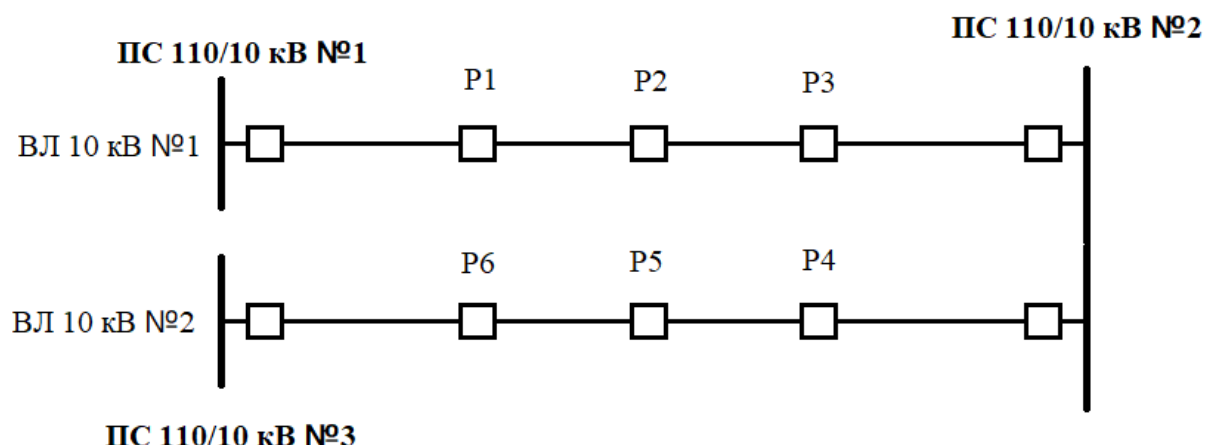


Рисунок 3.7 - Расчетная схема сети

Для упрощения отпайки от ВЛ-10 кВ на рисунке не обозначены. Рассматриваемая сеть состоит из трех питающих подстанций классом напряжения 110/10 кВ и двух воздушных линий напряжением 10 кВ с двусторонним питанием. В магистрали обеих линий установлено по три реклоузера. Линии выполнены проводом АС-70/11. Резервы мощности питающих трансформаторных подстанций показаны в табл. 3.1.

Таблица 3.1 - Резервы мощности питающих трансформаторных подстанций

Наименование подстанции	Резерв мощности, кВт
ПС 110/10 кВ №1	1600
ПС 110/10 кВ №2	2000
ПС 110/10 кВ №3	2200

Суммарная мощность потребителей ВЛ 10 кВ №1 составляет 2000 кВт, ВЛ 10 кВ №2 – 2800 кВт. Уровни потерь мощности в линиях, рассчитанные с применением формул (3) – (14) при различных местах нормальных разрывов показаны в табл. 3.2.

Таблица 3.2 - Мощности нагрузок в узлах схемы

Место нормального разрыва	Потери мощности, кВт
ВЛ 10 кВ №1	
Реклоузер Р1	51,38
Реклоузер Р2	28,42
Реклоузер Р3	43,1
ВЛ 10 кВ №2	
Реклоузер Р4	62,13
Реклоузер Р5	37,78
Реклоузер Р6	70,49

Доли, на которые реклоузеры разделяют суммарную мощность потребителей линий показаны в табл. 3.3.

Таблица 3.3 - Доли, на которые реклоузеры разделяют суммарную нагрузку линий

Реклоузер	Доля суммарной мощности потребителей линии со стороны начальной подстанции	Доля суммарной мощности потребителей линии со стороны конечной подстанции
Реклоузер Р1	0,25	0,75
Реклоузер Р2	0,5	0,5
Реклоузер Р3	0,75	0,25
Реклоузер Р4	0,25	0,75
Реклоузер Р5	0,5	0,5
Реклоузер Р6	0,75	0,25

Введем переменные, задающие положения реклоузеров. Реклоузеру Р1 будет соответствовать переменная x_1 , реклоузеру Р2 – x_2 , и т.д. Тогда система ограничений (3.8) будет иметь вид:

$$\begin{cases} 512,85x_1 + 1014,21x_2 + 1532,33x_3 \leq 1600 \\ 1538,54x_1 + 1014,21x_2 + 510,78x_3 + 715,53x_4 + 1418,89x_5 + 2152,87x_6 \leq 2000 \\ 2146,6x_4 + 1418,89x_5 + 717,62x_6 \leq 2200 \\ x_1 + x_2 + x_3 = 1 \\ x_4 + x_5 + x_6 = 1 \end{cases}$$

Целевая функция, составленная с использованием соотношения (3.10) имеет вид:

$$\Delta P = 51,38x_1 + 28,42x_2 + 43,1x_3 + 62,13x_4 + 37,78x_5 + 70,49x_6 \rightarrow \min$$

Решение задачи представленной задачи комбинаторной оптимизации производится методом ветвей и границ. Полученное дерево решений показано на рисунке 3.4.

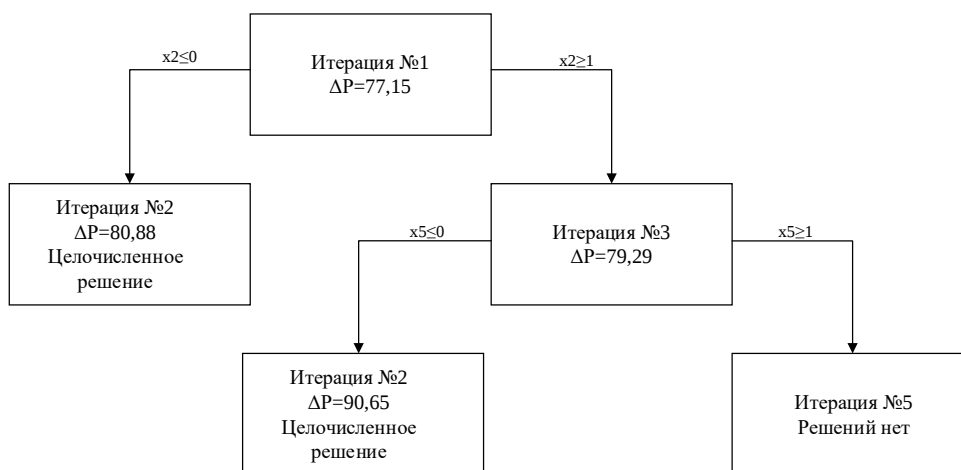


Рисунок 3.4 - Дерево решений

Среди всех вершин полученного дерева решений наилучшей оценкой обладает вершина «Итерация №2». Таким образом, в качестве оптимального решения исходной задачи выбираем решение подзадачи на итерации №2:

$$\begin{aligned}
 x_1 &= 0; \\
 x_2 &= 0; \\
 x_3 &= 1; \\
 x_4 &= 0; \\
 x_5 &= 1; \\
 x_6 &= 0 \\
 \Delta P &= 80,88
 \end{aligned}$$

Поскольку переменные x_3 и x_5 равны 1, оптимальные места разрывов – реклоузер Р3 и реклоузер Р5. Уровень потерь мощности при разрывах на реклоузерах Р3 и Р5 составляет 80,88 кВт. Для оценки эффективности предлагаемого алгоритма были рассчитаны уровни потерь мощности и нагрузки центров питания при всех возможных конфигурациях сети. Результаты расчета показаны в табл. 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчета уровней потерь мощности и нагрузки центров питания при всех возможных конфигурациях сети.

Места разрывов		Потери мощности, кВт	Нагрузка на ПС 110/10 №1, кВт	Нагрузка на ПС 110/10 №2, кВт	Нагрузка на ПС 110/10 №3, кВт	Перегруженные подстанции
ВЛ 10 кВ №1	ВЛ 10 кВ №2					
P1	P4	113,51	512,85	2254,07	2146,60	ПС №2
P1	P5	89,16	512,85	2957,43	1418,89	ПС №2
P1	P6	121,87	512,85	3691,40	717,62	ПС №2
P2	P4	90,55	1014,21	1729,74	2146,60	нет
P2	P5	66,2	1014,21	2433,10	1418,89	ПС №2
P2	P6	98,91	1014,21	3167,08	717,62	ПС №2
P3	P4	105,23	1532,33	1226,31	2146,60	нет
P3	P5	80,88	1532,33	1929,67	1418,89	нет
P3	P6	113,59	1532,33	2663,64	717,62	ПС №2

Из результатов расчетов видно, что из трех конфигураций, не приводящих к перегрузке питающих подстанций, наибольшее значение потерь мощности, составляющее 105,23 кВт, имеет место при конфигурации с разрывами на

реклоузерах Р3 и Р4. Таким образом, снижение потерь при переходе к оптимальной конфигурации может составить значение до 23,8%.

Следует отметить, что при рассмотрении небольших сетей наиболее целесообразным является определение оптимальной конфигурации методом полного перебора всех возможных вариантов, однако, при росте количества реклоузеров в рассматриваемой сети количество возможных конфигураций разрывов резко возрастает, поэтому при расчете сетей с большим количеством линий и реклоузеров необходимо использование методов упорядоченного перебора, таких как метод ветвей и границ.

Выводы по главе

1. Задача определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети формализована путем введения бинарных переменных, отражающих коммутационные состояния реклоузеров, системы ограничений, обеспечивающих соблюдение требований к режимам работы сети и целевой функции, обеспечивающей достижение оптимального решения по критерию минимума потерь активной мощности;

2. Разработанный алгоритм предварительного исключения реклоузеров позволяет избежать случаев перегрузки проводов, из которых выполнены участки линий электропередачи и трансформаторов тока, установленных в линейных ячейках питающих подстанций;

3. Разработанная математическая модель позволяет определить оптимальную конфигурацию распределительной сети по критерию минимума потерь активной мощности;

4. Адекватность разработанной математической модели подтверждена расчетным примером, демонстрирующим корректность получаемых решений;

5. Практическая значимость разработанной математической модели заключается в снижении потерь активной мощности.

4. Разработка системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети

4.1 Интеграция системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети в существующую инфраструктуру

Автоматическое управление является одной из ключевых особенностей интеллектуальных электрических сетей. Концепция интеллектуальных электрических сетей предполагает построение коммуникационной сети, содержащей измерительные приборы, датчики, преобразовательное, вычислительное и коммуникационное оборудование. Посредством коммуникационной сети обеспечивается сбор, обработка и передача информации, описывающей режим работы системы электроснабжения, что позволяет эффективно осуществлять управление в режиме реального времени.

Как показано выше, текущий уровень развития аппаратной базы и коммуникационных технологий, а также наличие необходимых теоретических инструментов [127] предоставляет возможность внедрения новых систем управления путем интеграции дополнительных программных блоков в действующие АСУ ТП. Такая интеграция не требует установки дополнительного оборудования за счет задействования существующей инфраструктуры управления. Предлагаемая архитектура АСУ ТП с интегрированной системой оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети (СОУК) [128] показана на рисунке 4.1.

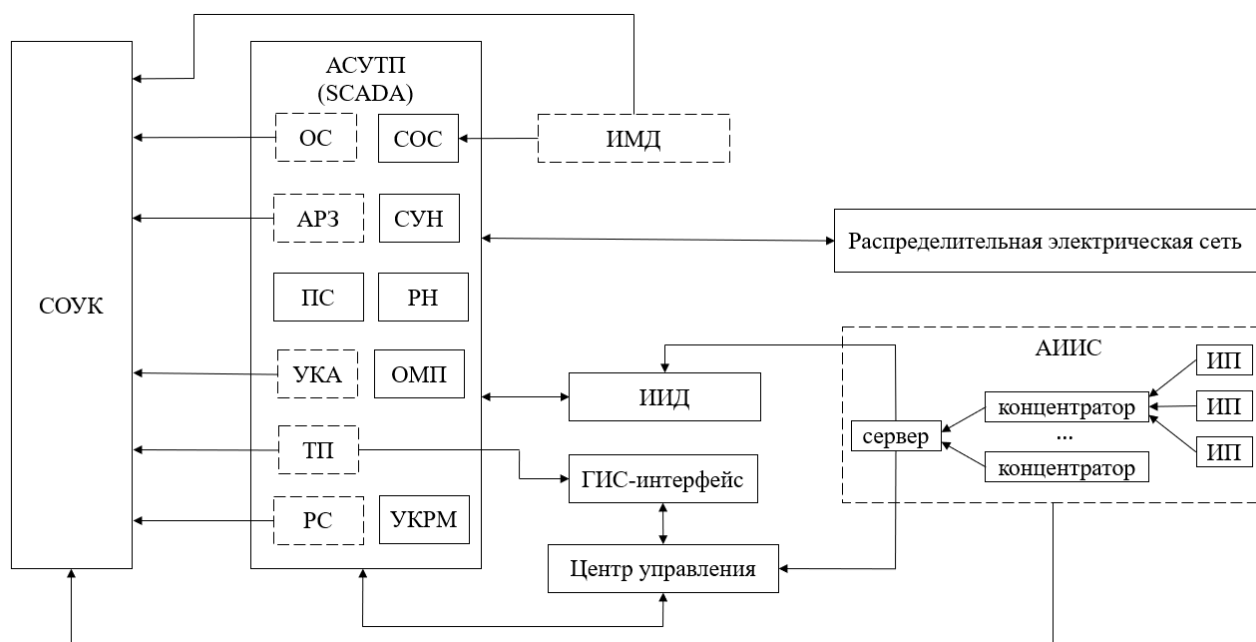


Рисунок 4.1 - Архитектура АСУ ТП с интегрированной СОУК: АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом; ИП - измерительный прибор; АИИС – автоматизированная информационно-измерительная система; ИИД – интеграция измерительных данных; ИМД – интеграция метеоданных; РН – регулирование напряжения; ПС – прогнозирование спроса; ОМП – определение места повреждения; ОС – оценка состояния; СУН – система управления накопителями электроэнергии; СОС – сбор данных об окружающей среде; УКА – управление коммутационными аппаратами; ТП – топологический процессор; АРЗ – адаптивная релейная защита; РС – реконфигурация сети.

В представленной схеме блок автоматической системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) представляет из себя модульную комбинацию различных функций (регулирование напряжения, адаптивная релейная защита, управление коммутационными аппаратами и т.д.), связанную с двунаправленной сетью связи с электросетевым оборудованием и блоками управления. Пунктирными линиями на схеме обозначены элементы системы мониторинга и управления, применение которых необходимо для решения задачи оптимальной реконфигурации сети. Начальная конфигурация определяется с

помощью топологического процессора (ТП), собирающего информацию о состоянии коммутационных аппаратов и возвещающего актуальные данные о текущей топологии сети. Модуль оценки состояния (ОС) вычисляет напряжения, токи и углы, основываясь на данных от измерительных приборов (ИП), входящих в состав АИИС. Блок реконфигурации сети выполняет необходимые вычисления, и направляет информацию об оптимальной с точки зрения потерь конфигурации сети в блок управления коммутационными аппаратами (УКА), который в свою очередь направляет соответствующие управляющие воздействия.

На текущем этапе развития в ходе эксплуатации центр управления опрашивает контролируемые коммутационные аппараты и получает информацию о положении всех выключателей. Данная процедура выполняется один раз в день. Поскольку информация о любом изменении состояния выключателей оперативно поступает в ЦУ, в любой момент времени возможно получить актуальное описание состояния коммутационных аппаратов и оценить топологию сети.

Возможность выполнения функций по управлению в режиме реального времени обеспечивается за счет наполнения базы данных АСУ ТП и СОУК актуальной информацией о текущих значениях режимных параметров и о положениях коммутационных аппаратов. Набор данных, необходимых для управления конфигурацией сети, может быть получен от автоматизированных информационно-измерительных систем и от блоков управления реклоузеров. В случае, если на линиях, входящих в состав управляемой сети, установлены коммутационные аппараты, не имеющие функции по передачи данных о своем положении, такие как линейные разъединители, положение указанных аппаратов должно вводиться в систему диспетчеров вручную.

Источниками измерительных данных служат действующие системы мониторинга и управления, в числе которых:

1. Системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов (СМиД), установленных на питающих ПС 110(35)/10 кВ;
2. Системы телемеханики (СТМ) питающих ПС;

3. Интеллектуальные счетчики, установленные в ТП 10/0,4 кВ, входящие в состав автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

Передача данных осуществляется по двунаправленным каналам связи. Связь питающих трансформаторных подстанций с диспетчерскими пунктами обеспечивается с применением волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Ввиду большого количества единиц оборудования, распределенности по местности и незначительного объема данных, передаваемых от одной единицы, сбор и передача информации от АСКУЭ и реклоузеров производится по сети GSM (Global System for Mobile Communications). Совокупность каналов связи, измерительного и сетевого оборудования представляет собой коммуникационную сеть. Структурная схема коммуникационной сети, необходимой для функционирования СОУК показана на рисунке 4.2.

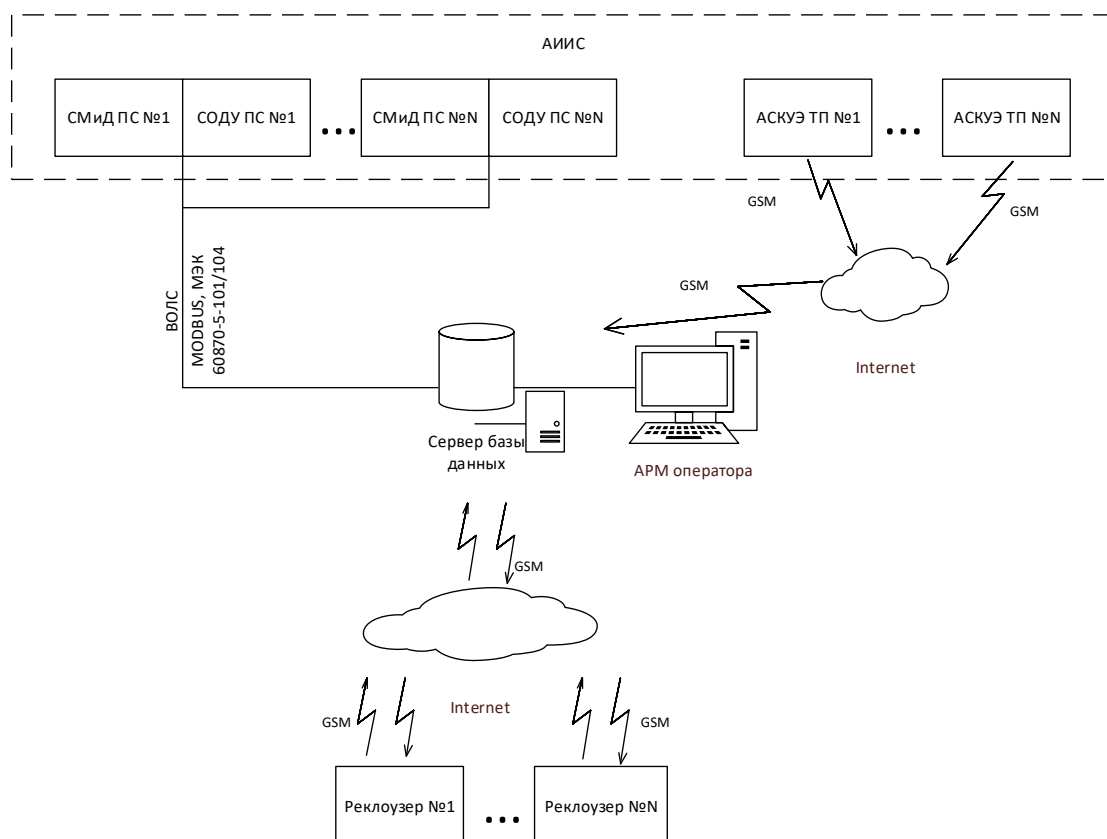


Рисунок 4.2 – Структурная схема коммуникационной сети, необходимой для функционирования СОУК

Внутри коммуникационной сети происходит передача сигналов двух типов: сигналов телеизмерений (ТИ) и сигналов телесигнализации (ТС). Телесигнализация представляет из себя дискретный сигнал, обозначающий состояние коммутационного аппарата, либо сигнализирующий о срабатывании устройств релейной защиты и автоматики. Сигналы телеизмерения являются результатом автоматических измерений параметров режима работы контролируемых элементов электрической сети. Поскольку процесс управления распределительными электрическими сетями предполагает передачу большого объема сигналов типа ТС и типа ТИ от измерительных систем, а также управляющих воздействий многим управляемым коммутационным аппаратам, внедрение новых модулей, таких как СОУК, требует оценки необходимых характеристик каналов связи. Перечень передаваемых сигналов показан в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Перечень передаваемых сигналов телеизмерений и телесигнализации

Наименование параметра	Тип	Обозначение	Источник сигнала			
			АСКУЭ	Реклоузер	СТМ	СМиД
Токи фаз А,В,С, А	ТИ	Ia, Ib, Ic	+	+	+	+
Напряжения фаз А,В,С, кВ	ТИ	Ua, Ub, Uc	+	+	+	-
Линейные напряжения между фазами АВ, ВС, АС, кВ	ТИ	Uab, Ubc, Uac	+	+	+	-
Активные мощности фаз А, В, С, кВт	ТИ	Pa, Pb, Pc	+	-	-	-
Суммарная активная мощность, кВт	ТИ	P	+	+	-	-
Реактивные мощности фаз А, В, С, кВАр	ТИ	Qa, Qb, Qc	+	-	-	-
Суммарная реактивная мощность, кВАр	ТИ	Q	+	+	-	-

Продолжение таблицы 4.1

Полные мощности фаз А, В, С, кВА	ТИ	Sa, Sb, Sc	+	-	-	-
Суммарная полная мощность, кВА	ТИ	S	+	-	-	-
Коэффициенты мощности фаз А, В, С	ТИ	Cos(φ)a, Cos(φ)b, Cos(φ)c	+	-	-	-
Общий коэффициент мощности	ТИ	Cos(φ)	+	+	-	-
Положение «Включен» / «Отключен»	ТС	-	-	+	+	-
Запрет АПВ	ТС	-	-	+	-	-
Запуск АПВ (1,2,3 цикл)	ТС	-	-	+	-	-
Запрет АРВ	ТС	-	-	+	-	-
Неисправность	ТС	-	-	+	-	-
Срабатывание МТЗ (1,2,3 ступень)	ТС	-	-	+	-	-
Срабатывание ЗМН по фазным / линейным напряжениям	ТС	-	-	+	-	-
Запуск АЧР	ТС	-	-	+	-	-
Частота, Гц	ТИ	f	-	+	-	-
Заряд АКБ, %	ТИ	q	-	+	-	-
Тележка в рабочем / нерабочем положении	ТС	-	-	-	+	-
Заземляющий нож включен / отключен	ТС	-	-	-	+	-
Утроенное значение тока нулевой последовательности, А	ТИ	3I ₀	-	-	+	-
Утроенное значение напряжения нулевой последовательности, кВ	ТИ	3U ₀	-	-	+	-
Токи вводов ВН фаз А,В,С, А	ТИ	I _a , I _b , I _c	-	-	-	+
Температура наружного воздуха, °С	ТИ	T ⁰	-	-	-	+

Продолжение таблицы 4.1

Положение РПН	ТИ	-	-	-	-	+
---------------	----	---	---	---	---	---

В соответствии с [129] максимальная длина блока данных прикладного уровня ASDU ограничивается 249 байтами. Исключая из блока данных идентификатор блока данных длиной 6 байт и адрес объекта длиной 3 байта получим максимальную длину полезного тела кадра, составляющую 240 байт. Максимальная длина IP-кадра, включая заголовки IP и TCP, длиной 20 байт каждый, блок данных ASDU максимальной длины, идентификатор блока данных и адрес объекта составит 289 байт.

Расчет пропускной способности производится для основного цифрового канала (ОЦК) связи со скоростью передачи данных 64 кбит/сек [130]. Время доставки телеинформации от объекта до центра управления согласно [131] не должно превышать 1 с. Количество IP-кадров, передаваемых по одному каналу связи скоростью 64 кбит/сек за одну секунду определяется по формуле (4.1) [132]:

$$w_{\text{ОЦК}} = \frac{v \cdot t}{8 \cdot l} = \frac{64000 \cdot 1}{8 \cdot 289} = 27,7, \quad (4.1)$$

где v - скорость передачи данных, бит/с;

l - длина IP-кадра, байт;

t - время, с.

В качестве расчетного принимается количество IP-кадров, передаваемых по одному ОЦК за одну секунду, равное 27. Объем данных, передаваемых от одного источника за одну секунду, рассчитывается из соотношения (4.2):

$$I = N_{\text{ТИ}} \cdot l_{\text{ТИ}} + N_{\text{ТС}} \cdot l_{\text{ТС}}, \quad (4.2)$$

где $N_{\text{ТИ}}, N_{\text{ТС}}$ - количество передаваемых сигналов телеизмерений и телесигнализации соответственно;

l_{TH}, l_{TC} - длина одного сигнала телеизмерений и телесигнализации соответственно, байт.

Количество IP-кадров, необходимое для передачи информации от одного источника, определяется как отношение объема передаваемых данных к длине полезного тела кадра (4.3):

$$w_k = \frac{I}{l_{PT}}, \quad (4.3)$$

где l_{PT} - длина полезного тела кадра, байт.

От каждого реклоузера в центр управления поступает 14 сигналов телеизмерений и 14 сигналов телесигнализации. Тогда объем информации, поступающей от одного реклоузера составит:

$$I = 14 \cdot 15 + 14 \cdot 11 = 364 \text{ байт}$$

Количество IP-кадров, необходимое для передачи информации от одного реклоузера в центр управления рассчитывается по формуле (4.3):

$$w_k = \frac{364}{240} = 1,5$$

Результаты аналогичных расчетов, проведенных для каждого задействованного в СОУК источника данных показаны в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Результаты расчета объема передаваемой информации

Источник данных	Количество сигналов типа "ТИ"	Количество сигналов типа "ТС"	Объем передаваемой информации, байт	Количество IP-кадров, необходимое для передачи информации
СМиД	8	-	120	0,5
СТМ (по одному присоединению)	11	6	231	0,96
Реклоузер	14	14	364	1,5
Прибор учета электроэнергии	25	-	375	1,56

Произведем расчет объема передаваемых данных по каналу связи GSM и необходимого количества ОЦК для электрической сети, содержащей 5 реклоузеров и 20 ТП 10/0,4 кВ, оборудованных приборами технического учета электроэнергии. Поскольку по GSM передается информация от реклоузеров и от приборов учета, данные, передаваемые от СМиД и СТМ не учитываются. Объем передаваемых данных определяется как сумма объемов данных, передаваемых от всех реклоузеров и приборов учета:

$$I_{\text{сумм}} = N_{\text{ПУ}} \cdot I_{\text{ПУ}} + N_{\text{рек}} \cdot I_{\text{рек}} = 20 \cdot 375 + 5 \cdot 364 = 9320 \text{ байт},$$

где $N_{\text{ПУ}}, N_{\text{рек}}$ - количество установленных в сети приборов технического учета электроэнергии и реклоузеров соответственно;

$I_{\text{ПУ}}, I_{\text{рек}}$ - объем данных, передаваемых от одного прибора учета и от одного реклоузера соответственно, байт.

Количество IP-кадров, необходимое для передачи информации от 5 реклоузеров и 20 приборов учета в центр управления рассчитывается по формуле (4.3):

$$w_{\text{к.сумм}} = \frac{9320}{240} = 38,8$$

Необходимо количество ОЦК рассчитывается как отношение суммарного количества IP-кадров к количеству кадров, передаваемых по одному ОЦК за одну секунду:

$$N_{\text{ОЦК}} = \frac{w_{\text{к.сумм}}}{w_{\text{ОЦК}}} = \frac{38,8}{27} = 1,4$$

Поскольку различные сети содержат различные количества приборов учета электроэнергии, присоединений, силовых трансформаторов и реклоузеров, произведен расчет объемов передаваемой информации и необходимого количества ОЦК при разных количествах указанных элементов в сети для волоконно-оптического канала связи и для сети GSM. Результаты расчетов показаны в таблицах 4.3 – 4.4.

Таблица 4.3 - Объемы передаваемой информации и необходимое количество ОЦК по сети GSM

Объем передаваемых данных, байт / необходимое количество ОЦК						
Количество реклоузеров \ Количество о ПУ	10	20	30	40	50	
5	5570/0,9	9320/1,4	13070/2	16820/2,6	20570/3,2	
10	7390/1,1	11140/1,7	14890/2,3	18640/2,9	22390/3,5	
15	9210/1,4	12960/2	16710/2,6	20460/3,2	24210/3,7	
20	11030/1,7	14780/2,3	18530/2,9	22280/3,4	26030/4	
25	12850/2	16600/2,6	20350/3,1	24100/3,7	27850/4,3	

Таблица 4.4 - Объемы передаваемой информации и необходимое количество ОЦК по ВОЛС

Объем передаваемых данных, байт / необходимое количество ОЦК					
Количество трансформаторов \ Количество присоединений	2	4	6	8	10
2	702/0,1	1164/0,2	1626/0,3	2088/0,3	2550/0,4
4	942/0,1	1404/0,2	1866/0,3	2328/0,4	2790/0,4
6	1182/0,2	1644/0,3	2106/0,3	2568/0,4	3030/0,5
8	1422/0,2	1884/0,3	2346/0,4	2808/0,4	3270/0,5
10	1662/0,3	2124/0,3	2586/0,4	3048/0,5	3510/0,5

Таким образом, интеграция СОУК в существующие АСУ ТП возможна путем встраивания дополнительного программного модуля без установки дополнительного силового, измерительного и сетевого оборудования, а также без организации дополнительных каналов связи.

4.2 Алгоритмическое обеспечение системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети

4.2.1 Алгоритм «Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения задачи оптимальной реконфигурации сети»

Алгоритм реализует комбинированный адаптивный подход к расчету установившихся режимов работы распределительных электрических сетей и предусматривает два сценария:

1. Между циклами расчетов произошло изменение схемы сети и значений потребляемых мощностей;
2. Между циклами расчетов произошло изменение значений потребляемых мощностей без изменений в схеме сети.

Алгоритм обеспечивает расчет параметров установившегося режима работы сети, включая напряжения в узлах, токи в ветвях, потоки активной, реактивной и

полной мощности, а также потери активной, реактивной и полной мощности с последующей проверкой на предмет перегрузок проводов ЛЭП и трансформаторов тока, установленных в линейных ячейках питающих ПС.

На первом этапе выполняется импорт данных из базы данных, включая матрицу инцидентности, сопротивления ветвей, потребляемые мощности, характеристики проводов ЛЭП и трансформаторов тока и начальные приближения узловых напряжений. В зависимости от наличия изменений в схеме сети между циклами расчетов активируется один из двух расчетных модулей: расчет методом Ньютона-Рафсона с расчетом матрицы чувствительности или коррекция узловых напряжений «базового» режима с использованием ранее рассчитанной матрицы чувствительности.

На следующем этапе рассчитываются токи в ветвях, потоки активной, реактивной и полной мощности, а также потери активной, реактивной и полной мощности. Далее производится проверка на предмет перегрузок проводов ЛЭП и трансформаторов тока.

Алгоритм завершается записью результатов и генерацией текстового отчета, содержащего все рассчитанные параметры и результаты проведенных проверок. Пример текстового отчета для случая расчета по методу Ньютона-Рафсона показан на рисунке 4.3 [133].

```

=== Результаты расчета (Метод: Ньютон-Рафсон) ===

=== Результаты расчета (Метод: Ньютон-Рафсон) ===
Время выполнения: 0.3452 сек
Число итераций: 6
Норма невязки: 0.0009

Напряжения в узлах (модуль, фаза):
Узел   |U| (кВ)   Phase (deg)
-----
1      10.443    179.9
2      10.372    179.7
3      10.227    179.4
4      10.219    179.4

Токи в ветвях, А:
Ветвь   I_акт, А   I_реакт, А   |I|
-----
1      199.94     56.47        207.77
2      172.11     51.80        179.73
3      123.11     37.75        128.77
4       36.88     9.91         38.19

Потоки мощности, кВА (кВт, кВар):
Ветвь   P_flow   Q_flow   |S_flow|
-----
1      2089.49   584.71   2169.76
2      1796.06   545.29   1877.01
3      1274.82   398.39   1335.62
4       376.03  105.50   390.55

Потери мощности, кВА (кВт, кВар):
Ветвь   P_loss   Q_loss   |S_loss|
-----
1        9.928    8.245    12.905
2       10.660    8.916    13.898
3       15.752   12.502    20.111
4        0.262    0.194     0.326

=== Проверка по пропускной способности проводов ЛЭП и ТТ ===
Ветвь   |I|, А   Провод (макс)   ТТ (макс)   Статус
-----
1      207.77   207.8 < 210.0   207.8 < 300.0   Норма
2      179.73   179.7 < 210.0   -               Норма
3      128.77   128.8 < 210.0   -               Норма
4       38.19   38.2 < 210.0   -               Норма

```

Рисунок 4.3 - Пример текстового отчета для случая расчета по методу Ньютона-Рафсона

Блок-схема описанного алгоритма показана на рисунке 4.4.

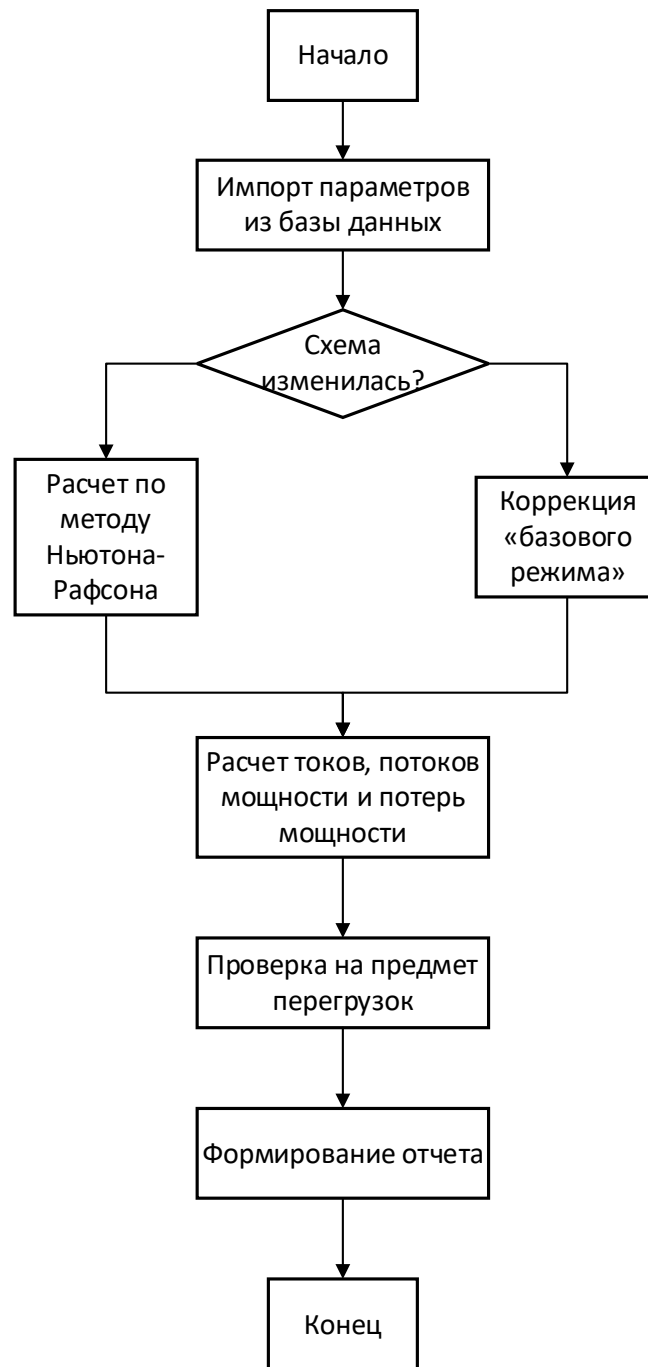


Рисунок 4.4 – Блок-схема алгоритма расчета и коррекции параметров режима работы ЛЭП

4.2.2 Алгоритм «Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети»

При переходе к оптимальной конфигурации сети, на время переключений возможны случаи перегрузки силовых трансформаторов, установленных на

питающих подстанциях. С целью недопущения таких случаев разработан алгоритм формирования последовательности управляющих команд, обеспечивающий соблюдение требований к допустимой нагрузке силовых трансформаторов во время реконфигурации.

Для формального описания алгоритма введем следующие обозначения:

N_r - номер реклоузера;

N_l - номер линии;

N_s - номер подстанции;

N_{sb} - номер начальной подстанции;

N_{se} - номер конечной подстанции;

Rs - вектор исходных состояний реклоузеров;

Rt - вектор целевых состояний реклоузеров;

$N_l(N_r)$ - номер линии, на которой установлен реклоузер с номером N_r ;

$N_{sb}(N_l)$ - номер начальной подстанции, питающей ЛЭП с номером N_l ;

$N_{se}(N_l)$ - номер конечной подстанции, питающей ЛЭП с номером N_l ;

Rs_{Nr} - компонента вектора Rs , соответствующая исходному состоянию реклоузера с номером N_r ;

Rt_{Nr} - компонента вектора Rt , соответствующая целевому состоянию реклоузера с номером N_r ;

K_{Nl} - множество реклоузеров, установленных на линии с номером N_l ;

$S_{Nl,Ns}$ - мощность, переводимая на подстанцию с номером N_s по линии с номером N_l при переходе от исходной сети к оптимальной;

$S_{Ns,Nl,Nr}^z$ - нагрузка головного участка линии с номером N_l со стороны подстанции с номером N_s при разрыве на реклоузере с номером N_r ;

$S_{ucx,Ns}$ - нагрузка подстанции с номером N_s при исходном состоянии сети;

$S_{\max Ns}$ - длительно допустимая нагрузка подстанции с номером N_s ;

C_{Nr} - команда, направляемая реклоузеру с номером N_r . $C_{Nr} = 1$ – команда «включить»; $C_{Nr} = 0$ – команда «отключить»;

$N(C_{Nr})$ - порядковый номер команды C_{Nr} .

Алгоритм формирования последовательности управляющих команд состоит из следующих шагов:

1. Определить множество номеров реклоузеров, изменяющих свое состояние при переходе от исходной конфигурации сети к оптимальной:

$$Rchange = \{N_r | Rs_{Nr} - Rt_{Nr} \neq 0\} \quad (4.4)$$

2. Определить множество линий, положения нормальных разрывов на которых меняется при переходе от исходной конфигурации сети к оптимальной:

$$Lchange = \{N_l | K_{Nl} \cap Rchange \neq \emptyset\} \quad (4.5)$$

3. Определить объемы переводимых мощностей для линий, принадлежащих к $Lchange$:

$$S_{Nl, Ns} = S_{Nl, Ns, Nr1}^{\Gamma} - S_{Nl, Ns, Nr2}^{\Gamma} \left| \begin{array}{l} Rs_{Nr1} = 1 \\ Rt_{Nr2} = 1 \\ N_l \in Lchange \\ N_s = N_{sb}(N_l) \vee N_s = N_{se}(N_l) \end{array} \right. \quad (4.6)$$

4. Исходя из состава множества $Lchange$ сформировать множество подстанций $Schange$, нагрузка которых изменится при переходе от исходной к оптимальной конфигурации;

$$Schange = \{N_s | N_s = N_{sb}(N_l) \vee N_s = N_{se}(N_l)\} \quad (4.7)$$

5. Для каждой подстанции, входящей в *Schange* сформировать множество значений приростов нагрузки *SLoadNs* и множество значений сбросов нагрузки *SUnloadNs* исходя из объемов переводимых мощностей, определенных в п.4:

$$\begin{aligned} SLoad_{Ns} &= \{S_{NI,Ns} | S_{NI,Ns} > 0\} \\ SUnload_{Ns} &= \{S_{NI,Ns} | S_{NI,Ns} < 0\} \end{aligned} \quad (4.8)$$

6. Определить множество подстанций, нагрузка которых при осуществлении всех наборов нагрузки будет превышать длительно допустимую *SOverload*:

$$SOverLoad = \left\{ N_s | Sucx_{Ns} + \sum_{S_{NI,Ns} \in SLoad_{Ns}} S_{NI,Ns} > S \max_{Ns} \right\} \quad (4.9)$$

7. Определить множество линий, питаемых подстанциями, принадлежащими *SOverload* с двух сторон *LSOverloadDouble*:

$$LSOverloadDouble = \{N_l | N_{sb}(N_l) \in SOverload \wedge N_{se}(N_l) \in SOverload\} \quad (4.10)$$

8. Определить множество линий, питаемых с одной стороны подстанцией, принадлежащей *SOverload*, с другой стороны подстанцией, не принадлежащей *SOverload*. При переносе разрывов по данным линиям подстанция, принадлежащая *SOverload* набирает нагрузку:

$$\begin{aligned} LSOverloadOnce &= \{N_l | (N_{sb}(N_l) \in SOverload \wedge N_{se}(N_l) \notin SOverload) \vee \\ &\vee (N_{sb}(N_l) \notin SOverload \wedge N_{se}(N_l) \in SOverload)\} \end{aligned} \quad (4.11)$$

9. Определить множество линий, не принадлежащих множествам *LSOverloadDouble* и *LSOverloadOnce*:

$$LSNotOverload = \{N_l | N_l \in Lchange \wedge N_l \notin LSOverloadOnce \wedge N_l \notin LSOverloadDouble\} \quad (4.12)$$

10. В первую очередь осуществить команды переключений на линиях, принадлежащих *LSNotOverload*;

$$N(C_{Nr}) = \begin{cases} 2k-1; C_{Nr} = 1 & \left| k = 1 \dots |LSNotOverload| \right. \\ 2k; C_{Nr} = 0 & \left| N_l(N_r) \in LSNotOverload \right. \end{cases} \quad (4.13)$$

11. Далее осуществить команды переключений на линиях, принадлежащих *LSOverloadOnce*:

$$N(C_{Nr}) = \begin{cases} 2k-1; C_{Nr} = 1 & \left| k = |LSNotOverload| + 1 \dots |LSNotOverload| + \right. \\ & \left. + |LSOverloadOnce| \right. \\ 2k; C_{Nr} = 0 & \left| N_l(N_r) \in LSOverloadOnce \right. \end{cases} \quad (4.14)$$

12. Затем осуществить команды переключений на линиях, принадлежащих *LSOverloadDouble*:

$$N(C_{Nr}) = \begin{cases} 2k-1; C_{Nr} = 1 & \left| k = |LSNotOverload| + |LSOverloadOnce| + 1 \dots \right. \\ & \left. \dots |LSNotOverload| + |LSOverloadOnce| + \right. \\ 2k; C_{Nr} = 0 & \left| + |LSOverloadDouble| \right. \\ & \left| N_l(N_r) \in LSOverloadDouble \right. \end{cases} \quad (4.15)$$

По результатам работы алгоритма формируется текстовый отчет, содержащий сформированную последовательность управляющих команд [134]. Пример отчета показан на рисунке 4.5.

Последовательность управляющих команд:

Реклоузер	Линия	Команда	Подстанции
P1	ВЛ 10 кВ ф. Грушевый	Отключить	ПС 110/10 кВ Кедровая -> ПС 110/10 кВ Сосновая
P2	ВЛ 10 кВ ф. Грушевый	Включить	ПС 110/10 кВ Кедровая -> ПС 110/10 кВ Сосновая
P2	ВЛ 10 кВ ф. Яблочный	Отключить	ПС 110/10 кВ Еловая -> ПС 110/10 кВ Кедровая
P3	ВЛ 10 кВ ф. Яблочный	Включить	ПС 110/10 кВ Еловая -> ПС 110/10 кВ Кедровая

Рисунок 4.5 – Пример текстового отчета с последовательностью управляющих команд.

Блок-схема описанного алгоритма показана на рисунке 4.6.



Рисунок 4.6 – Блок-схема алгоритма формирования последовательности управляющих команд

4.2.3 Алгоритм «Определение режима управления реклоузерами в составе автоматизированной системы»

Алгоритм определяет возможность управления реклоузерами автоматическом режиме. Определение возможность управления реклоузерами автоматическом режиме состоит из двух этапов: определения состояния линии («в работе», «не в работе») и определение состояний реклоузеров с учетом состояния линий и наличия перегрузок проводов ЛЭП и трансформаторов тока при разрывах на рассматриваемых реклоузерах [135].

При возникновении на одной из линий аварийной ситуации, либо при необходимости вывода линии в ремонт реклоузеры, установленные на данной линии переводятся в ручной режим управления с целью обеспечения безопасности ремонтного и обслуживающего персонала. Сама линия при этом не рассматривается при расчете режима работы сети и дальнейшей выработке управляющих воздействий. Последовательность действий при преелении состояния линий основана на модели, представляющей из себя набор конечных автоматов, каждый автомат в котором задает режим управления реклоузерами, установленными на одной, определенной линии. Количество автоматов в модели определяется количеством линий в рассматриваемой сети. Процесс работы конечного автомата представляет собой процесс перехода между состояниями, определяемый внешними воздействиями.

Перечень сигналов, необходимых для работы алгоритма для i -той линии с двусторонним питанием, с N - реклоузерами, установленными в магистрали показан в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Перечень сигналов, используемых для работы алгоритма определения состояния линий

Источник сигнала	Наименование сигнала	Переменная
Терминал РЗА отходящей линии, установленный в ПС №1	Отключение выключателя	$q_i^1 = 1$
Терминал РЗА отходящей линии, установленный в ПС №2	Отключение выключателя	$q_i^2 = 1$
Модуль управления реклоузером №1	Отключен с запретом АПВ	$q_i^3 = 1$
Модуль управления реклоузером №2	Отключен с запретом АПВ	$q_i^4 = 1$
...	...	...
Модуль управления реклоузером №N	Отключен с запретом АПВ	$q_i^{n+2} = 1$
АРМ диспетчера	Ввод линии	$k_i = 1$
АРМ диспетчера	Вывод линии	$k_i = 2$

Переменной k_i обозначен сигнал, задающий режим управления i -той линии в ручном режиме с АРМ диспетчера. Значения переменной k_i соответствуют наличию того или иного сигнала, либо его отсутствие:

$k_i = 1$ - ввод i -той линии в работу;

$k_i = 0$ - отсутствие сигнала;

$k_i = 2$ - вывод i -той линии в ремонт.

Алфавит переменной k_i задан множеством:

$$K_i = \{0, 1, 2\}; i = 1, 2, \dots, N \quad (4.16)$$

Переменной q_i обозначен сигнал, обозначающий аварийное отключение на i -той линии. Значения переменной q_i соответствуют наличию или отсутствию сигнала:

$q_i = 1$ - аварийное отключение на i -той линии;

$q_i = 0$ - отсутствие сигнала.

Переменная q_i приравнивается к единице в случае наличия хотя бы одного из сигналов $q_i^1, q_i^2, \dots, q_i^{n+2}$, то есть при выполнении логического выражения:

$$q_i = q_i^1 \vee q_i^2 \vee \dots \vee q_i^{n+2} \quad (4.17)$$

Алфавит переменной q_i задается множеством:

$$Q_i = \{0,1\}; i = 1, 2, \dots, N \quad (4.18)$$

Конечный автомат однозначно задается алфавитами входной, выходной и промежуточной переменных, а также двумя характеристическими функциями.

Входная переменная x_i представляет из себя вектор из двух компонент: k_i и q_i .

$$x_i = (k_i; q_i) \quad (4.19)$$

Выходная переменная – p_i , задающая режим управления i -той линии имеет два возможных значения:

$p_i = 1$ - автоматический режим;

$p_i = 0$ - ручной режим.

Алфавит переменной p_i задан множеством:

$$P_i = \{0,1\}; i = 1, 2, \dots, N \quad (4.20)$$

Промежуточная переменная: y_i – переменная, сохраняющая режим управления линии внутри системы между циклами моделирования:

$y_i = 1$ – i -тая в состоянии «линия в работе»;

$y_i = 0$ – i -тая в состоянии «линия выведена из работы».

Алфавит переменной y_i представлен множеством:

$$Y_i = \{0,1\}; i = 1, 2, \dots, N \quad (4.21)$$

Зависимость выходной переменной p_i от входной переменной x_i и начального состояния системы $y_{i,v}$ задается характеристической функцией:

$$p_i = f_p(x_i, y_{i,v}) \quad (4.22)$$

Зависимость состояния системы $y_{i,v+1}$ от входной переменной x_i и начального состояния системы $y_{i,v}$ задается характеристической функцией:

$$y_{i,v+1} = f_y(x_i, y_{i,v}) \quad (4.23)$$

Функции $f_p(x_i, y_v)$ и $f_y(x_i, y_{i,v})$ задаются в виде таблиц переходов (таблицы 4.6 – 4.7)

Таблица 4.6 – Таблица переходов функции $f_p(x_i, y_v)$

x_i		$y_{i,v}$	p_i
k_i	q_i		
0	0	0	0
1	0	0	1
2	0	0	0
0	1	0	0
1	1	0	0
2	1	0	0
0	0	1	1
1	0	1	1
2	0	1	0
0	1	1	0
1	1	1	0

2	1	1	0
---	---	---	---

Таблица 4.7 – Таблица переходов функции $f_y(x_i, y_{i,v})$

x_i		$y_{i,v}$	$y_{i,v+1}$
k_i	q_i		
0	0	0	0
1	0	0	1
2	0	0	0
0	1	0	0
1	1	0	0
2	1	0	0
0	0	1	1
1	0	1	1
2	0	1	0
0	1	1	0
1	1	1	0
2	1	1	0

При определении состояний реклоузеров всем реклоузерам, установленным на линиях, находящихся в состоянии «не в работе», присваивается статус «не в работе». Статус «не в работе» присваивается также реклоузерам, разрывы на которых приводят к перегрузкам проводов ЛЭП и трансформаторов тока. По результатам работы алгоритма формируется текстовый отчет [136]. Пример отчета показан на рисунке 4.7.

```

Час 6:
Линия ВЛ 10 кВ ф.Грушевый: не в работе (pi=0)
    Реклоузер Р1: не в работе (состояние линии)
    Реклоузер Р2: не в работе (состояние линии)
    Реклоузер Р3: не в работе (состояние линии)
Линия ВЛ 10 кВ ф.Яблочный: в работе (pi=1)
    Реклоузер Р1: не в работе (перегруз)
    Реклоузер Р2: в работе
    Реклоузер Р3: в работе

```

Рисунок 4.7 – Пример текстового отчета по результатам работы алгоритма определения режима управления реклоузерами

Блок-схема описанного алгоритма показана на рисунке 4.8.

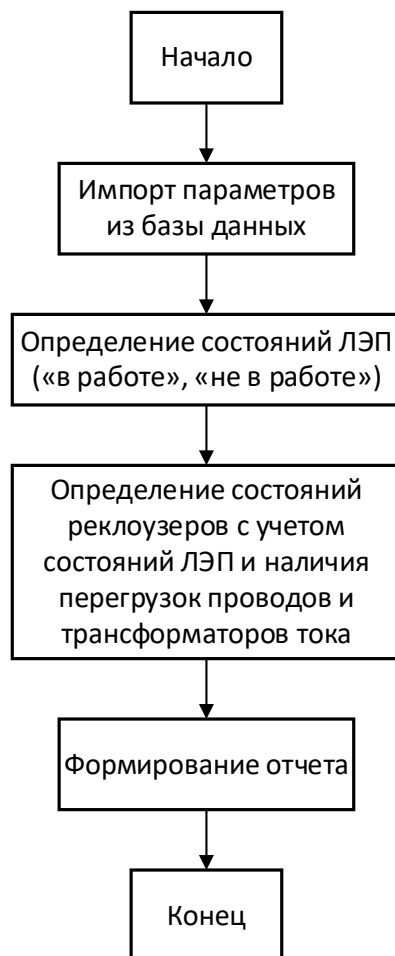


Рисунок 4.8 – Блок-схема алгоритма определения режима управления реклоузерами

4.2.4 Алгоритм «Определение оптимальных мест нормальных разрывов в распределительной электрической сети среднего напряжения»

Алгоритм реализует решение задачи бинарного целочисленного линейного программирования для определения оптимальной конфигурации распределительной электрической сети. На первом этапе алгоритма выполняется загрузка информации из базы данных, включающей: коэффициенты целевой функции, матрицу коэффициентов системы ограничений, данные по питающим ПС и альтернативные комбинации нормальных разрывов для дальнейшего анализа.

На втором этапе формируется и решается заданная задача бинарного целочисленного линейного программирования методом ветвей и границ.

Далее формируется перечень необходимых управляющих воздействий, выполняется анализ альтернативных решений и генерируется текстовый отчет [137]. Пример отчета показан на рисунках 4.9 – 4.10.

```

|=== Результаты оптимизации ===

Число переменных: 6
Статус: Оптимальное решение найдено

Оптимальные значения переменных:
x1 = 0
x2 = 0
x3 = 1
x4 = 0
x5 = 1
x6 = 0

=== Оптимальные места нормальных разрывов ===
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1 замкнут
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2 замкнут
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3 разомкнут
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1 замкнут
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2 разомкнут
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3 замкнут

Потери активной мощности, кВт: 80.8800

=== Управляющие воздействия ===
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: замкнуть
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнуть
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: замкнуть
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнуть

=== Эффективность ===

Комбинация №1:
Состояния реклоузеров:
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: замкнут
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: разомкнут
ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнут
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: замкнут
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнут
ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: разомкнут
Статус: Недопустимое решение
Перегружены подстанции:
- ПС 110/10 кВ Кедровая

```

Рисунок 4.9 – Пример текстового отчета по результатам работы алгоритма решения оптимизационной задачи

Комбинация №2:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: разомкнут

Статус: Недопустимое решение

Перегружены подстанции:

- ПС 110/10 кВ Кедровая

Комбинация №3:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: замкнут

Статус: Недопустимое решение

Перегружены подстанции:

- ПС 110/10 кВ Кедровая

Комбинация №4:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: разомкнут

Потери активной мощности, кВт: 90.5500

Отклонение от оптимума: 11.96%

Комбинация №5:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: разомкнут

Статус: Недопустимое решение

Перегружены подстанции:

- ПС 110/10 кВ Кедровая

Комбинация №6:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: замкнут

Статус: Недопустимое решение

Перегружены подстанции:

- ПС 110/10 кВ Кедровая

Комбинация №7:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: разомкнут

Потери активной мощности, кВт: 105.2300

Отклонение от оптимума: 30.11%

Комбинация №8:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: разомкнут

Потери активной мощности, кВт: 80.8800

Отклонение от оптимума: 0.00%

Комбинация №9:

Состояния реклоузеров:

ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Яблочный Реклоузер №3: замкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №1: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №2: разомкнут
 ВЛ 10 кВ ф. Грушевый Реклоузер №3: замкнут

Статус: Недопустимое решение

Перегружены подстанции:

- ПС 110/10 кВ Кедровая

Время решения: 0.28 сек

Рисунок 4.10 – Пример текстового отчета по результатам работы алгоритма
 решения оптимизационной задачи (продолжение)

Блок-схема описанного алгоритма показана на рисунке 4.11.



Рисунок 4.11 – Блок-схема алгоритма решения оптимизационной задачи

4.3 Структурная модель системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

Unified modeling language (UML) является сертифицированным языком моделирования, используемым для визуализации, спецификации, конструирования и документирования программных систем. UML представляет из себя набор графических нотаций для описания различных аспектов работы системы, в том числе: структура, поведение и взаимодействие элементов.

В контексте рассматриваемой задачи UML позволяет создать структурную модель системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети, отражающую набор элементов системы, их взаимодействие, архитектуру системы, а также определяющую набор требований и основных функций.

На первом этапе создания UML-модели задаются требования к системе управления, определяемые объектов управления и спецификой задачи. Требования к системе оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети показаны в таблице 4.8 [138].

Таблица 4.8 - Требования к системе оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети.

Группа требований	Семантика	ID
Требования к расчетным алгоритмам	Система должна производить расчет режимов работы ЛЭП методом Ньютона-Рафсона с применением матриц чувствительности	1.1
	Система должна решать задачи комбинаторной оптимизации методом ветвей и границ	1.3
	Система должна сравнивать рассчитанные режимные параметры с номинальными параметрами оборудования и проводов ЛЭП-10 кВ	1.2
	Система должна формировать последовательность управляющих команд исходя из произведенных расчетов	1.4

Требования к базе данных	База данных должна содержать следующую информацию: - номинальные мощности силовых трансформаторов питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - коэффициенты допустимой длительной перегрузки силовых трансформаторов питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - номинальные токи трансформаторов тока в линейных ячейках РУ-10 кВ питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - диспетчерские наименования питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - диспетчерские наименования ЛЭП-10 кВ; - привязку ЛЭП-10 кВ к питающим подстанциям 110 (35)/10 кВ; - привязку ЛЭП-10 кВ к трансформаторам тока в РУ-10 кВ питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - длины участков ЛЭП-10 кВ; - порядковые номера участков ЛЭП-10 кВ; - привязку участков ЛЭП-10 кВ к ЛЭП-10 кВ; - марки проводов, из которых выполнены участки ЛЭП-10 кВ; - справочные данные об удельных сопротивлениях применяемых проводов; - информацию о начальных и конечных точках участков ЛЭП-10 кВ (реклоузер, нагрузочный узел, отпайка, смена проводника); - порядковые номера (сквозные) реклоузеров, отпайек и нагрузочных узлов в рамках одной ЛЭП-10 кВ; - порядковые номера питающих подстанций 110 (35)/10 кВ и ЛЭП-10 кВ; - измеренные значения мощностей нагрузок; - привязка измеренных значений мощностей нагрузок к нагрузочным узлам; - измеренные значения напряжений на шинах питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - измеренные значения мощностей, отпускаемых по тупиковым ЛЭП-10 кВ; - привязка измеренных значений мощностей, отпускаемых по тупиковым ЛЭП-10 кВ к питающим подстанциям 110 (35)/10 кВ; - привязка измеренных значений напряжений к питающим подстанциям 110 (35)/10 кВ - информацию об эксплуатационном состоянии ЛЭП-10 кВ («в работе», «не в работе»); - перечень объектов (ЛЭП-10 кВ и реклоузеров), которыми возможно управлять в автоматическом режиме; - значение температуры окружающей среды.	2.1
	База данных должна обеспечивать возможность ручного ввода и коррекции не измерительной информации	2.2
	База данных должна обеспечивать ежечасное обновление измерительной информации	2.3
Требования к взаимодействию со смежными системами	Система должна производить ежечасный сбор измерительной информации из баз данных АСКУЭ, СМД и СОДУ	3.1
	Система должна иметь возможность сбора информации о срабатывании устройств РЗА	3.4

Продолжение таблицы 4.8

	Система должна иметь возможность сбора информации о ручном выводе в ремонт и вводе в эксплуатацию ЛЭП-10 кВ с АРМ диспетчера	3.2
	Система должна иметь возможность отправлять управляющие воздействия реклоузерам через специализированный программный комплекс	3.3
Требования к журналу переключений	Система должна вести журнал переключений	4
	Журнал переключений должен содержать следующую информацию: - время переключения; - включенные реклоузеры; - выключенные реклоузеры; - привязка включенных и выключенных реклоузеров к ЛЭП-10 кВ; - информацию о текущем перечне объектов (ЛЭП-10 кВ и реклоузеров), которыми возможно управлять в автоматическом режиме; - рассчитанные значения потерь мощности в сети до и после переключений.	

Для выполнения перечисленных требований заданы следующие прецеденты:

1. Выработка и отправка управляющих воздействий: Система производит выработку управляющих воздействий на основе расчетов режимов работы ЛЭП-10 кВ и решения задачи линейного целочисленного программирования, и их отправку;

2. Ввод информации в базу данных: Производится корректировка информации в базе данных диспетчером вручную;

3. Опрос баз данных смежных систем мониторинга и управления: Производится опрос баз данных АСКУЭ, СТМ и СМиД, а так же журналов срабатываний устройств РЗА;

4. Заполнение журнала переключений: Производится автоматическое заполнение журнала переключений после отправки управляющих воздействий реклоузерам.

Подробное описание заданных прецедентов приведено в приложении Д.

Акторами в UML-модели задаются сущности, как-либо взаимодействующие с системой. Актор может инициировать выполнение системой прецедента, либо

система в ходе выполнения прецедента воздействует на актора. Диаграмма прецедентов, отражающая связи прецедентов и акторов показана на рисунке 4.12.

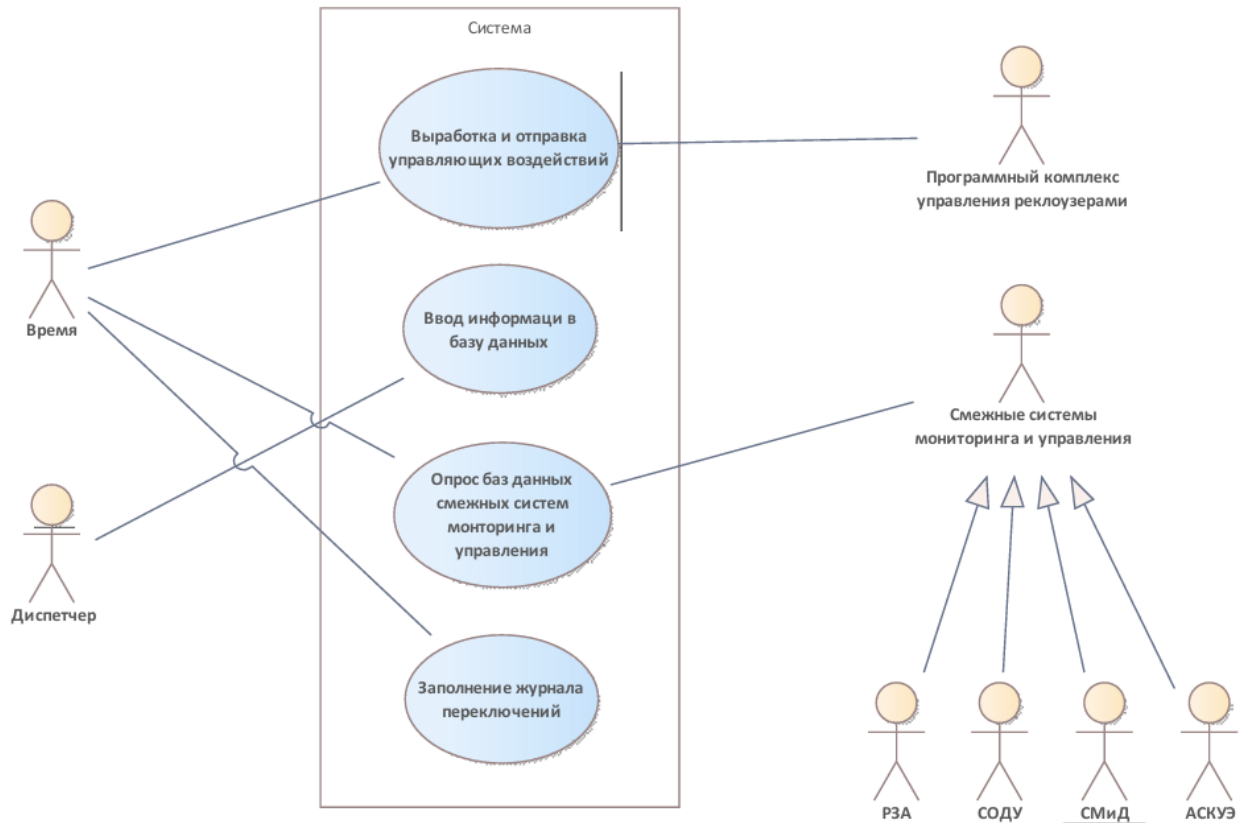


Рисунок 4.12 – Диаграмма прецедентов

Диаграмма требований, отражающая связи прецедентов и исполняемых ими требований показана на рисунке 4.13.

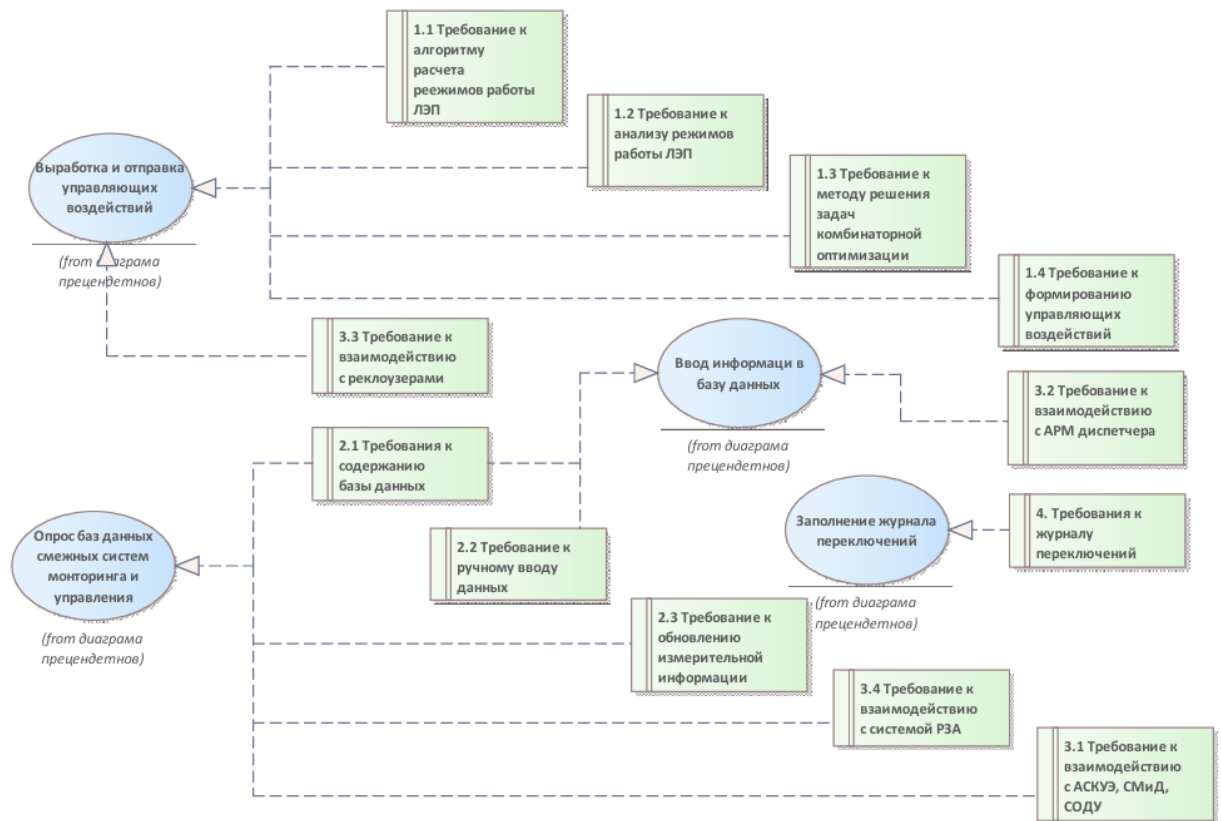


Рисунок 4.13 – Диаграмма требований

Электросетевые объекты, единицы оборудования, а также параметры режима работы рассматриваемой сети задаются в модели как объекты, имеющие набор атрибутов, представляющих из себя значения конкретных характеристик объектов, а также набор исполняемых операций. Объекты в модели объединяются в классы по определенным признакам. Диаграмма классов базы данных, отражающая используемые в системе классы, их наборы атрибутов и операций, показана на рисунке 4.14.

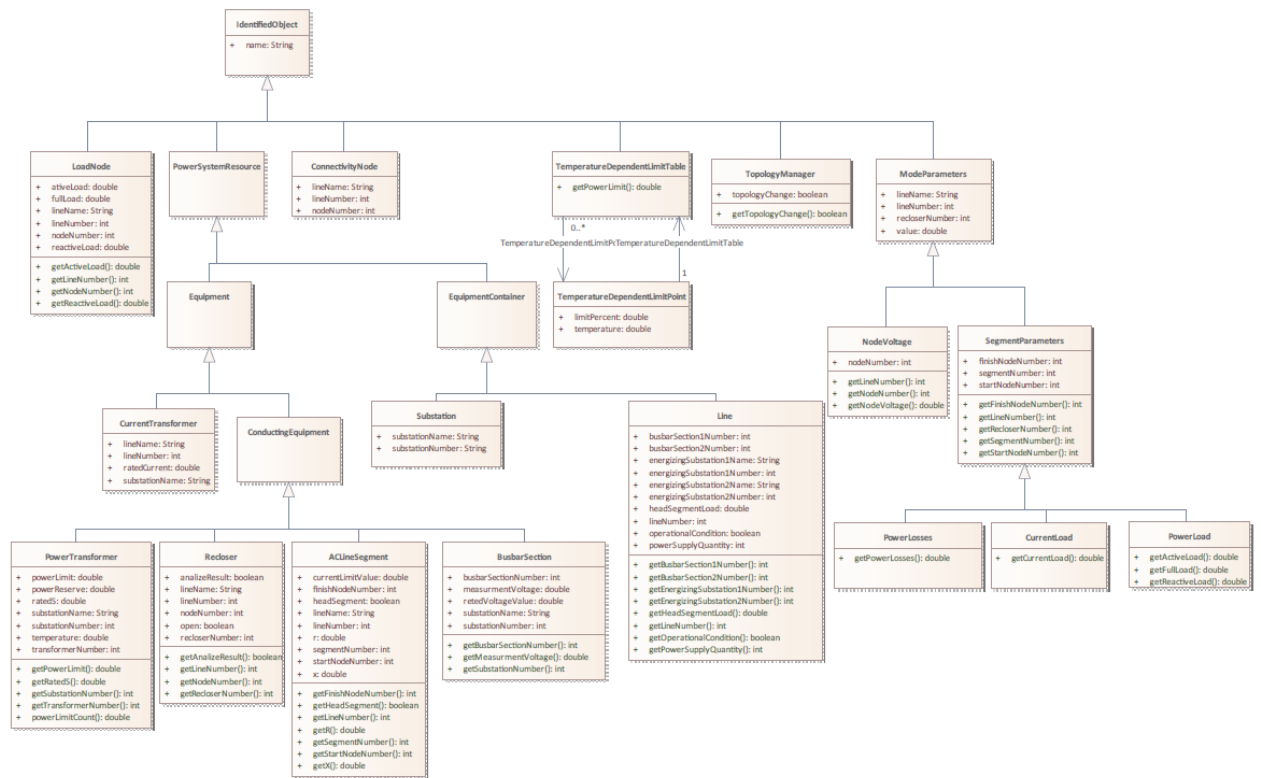


Рисунок 4.14 – Диаграмма классов базы данных

Спецификации классов, операций и атрибутов приведены в приложении Е.

Прецедент «Выработка и отправка управляющих воздействий», исполняющий основные требования к системе, разделен на следующие фрагменты взаимодействия:

- NodeVoltageCount – расчет напряжений в узлах методом Ньютона-Рафсона, либо коррекция режима с использованием матриц чувствительности;
- PowerLimitCount – определение коэффициента длительно допустимой нагрузки силовых трансформаторов 110 (35)/10 кВ, установленных на питающих подстанциях;
- CountCurrentLoad – расчет токов, протекающих по участкам ЛЭП;
- CountPowerLoad – расчет потоков мощности;
- EquipmentAnalyze – сравнение рассчитанных параметров режима с номинальными параметрами оборудования;
- CountPowerLosses – расчет потерь мощности;

- TargetTopologyCount – определение оптимальной (целевой) конфигурации сети (решение задачи комбинаторной оптимизации);
- FormComandSequence – формирование последовательности управляющих команд.

Диаграмма обзора взаимодействий, отражающая очередность реализации перечисленных фрагментов показана на рисунке 4.15.

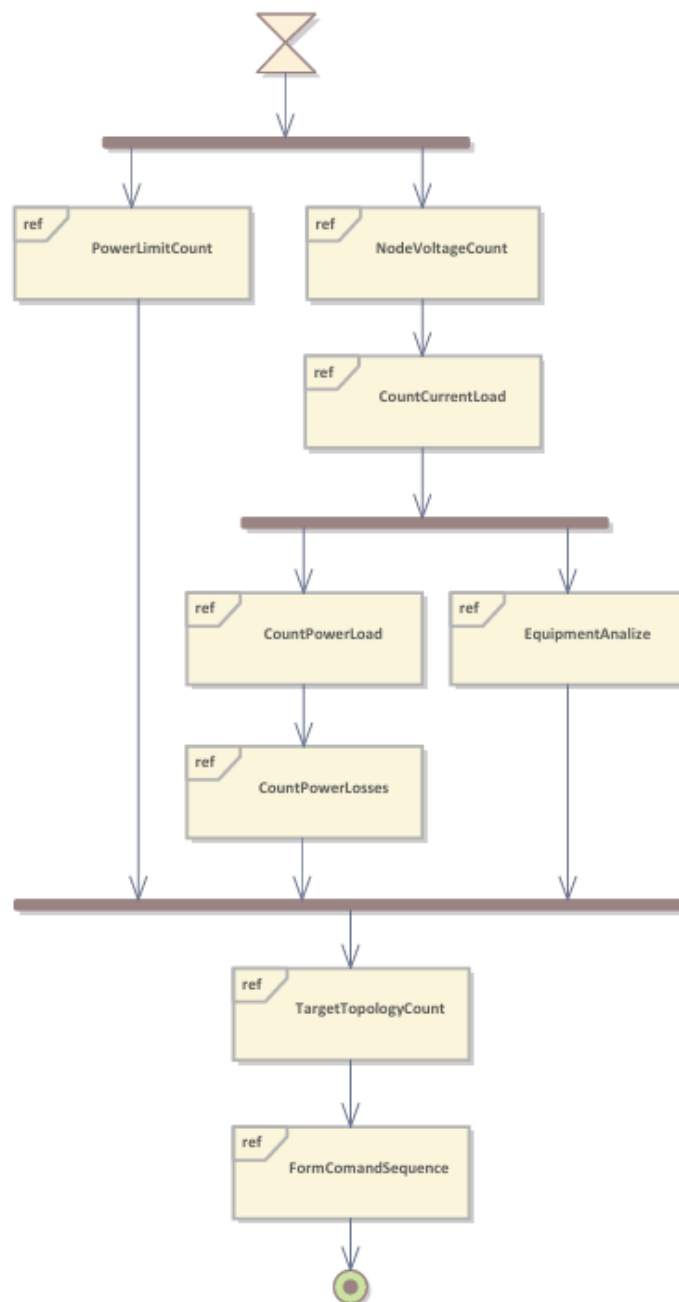


Рисунок 4.15 – Диаграмма обзора взаимодействий

Диаграммы активностей, демонстрирующие последовательность действий при выполнении указанных фрагментов взаимодействий приведены в приложении Ж.

Таким образом, описанная структурная модель системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети обеспечивает исполнение всех заданных требований и предусматривает набор необходимых функций для решения поставленной задачи, таких как: автоматическая корректировка информации в базе данных путем опроса баз данных смежных информационно-измерительных систем, произведение необходимых расчетов, выработка и отправка реклоузерам управляющих воздействий.

4.4 Оценка эффективности автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети

С целью количественной оценки эффективности разработанной автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети выполнено моделирование ее работы на тестовой схеме сети. Схема рассматриваемой сети включает в себя пять питающих подстанций: ПС 110/10 кВ Центральная, ПС 110/10 кВ Заречная, ПС 110/10 кВ Восточная, ПС 110/10 кВ Юбилейная и ПС 110/10 кВ Солнечная. От этих подстанций запитаны семь фидеров: ВЛ 10 кВ ф. Центр, ВЛ 10 кВ ф. Северный, ВЛ 10 кВ ф. Садовый, ВЛ 10 кВ ф. Тракторный, ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща, ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи и ВЛ 10 кВ ф. Парковый. Для организации нормальных разрывов используются реклоузеры, установленные на магистральных участках линий. Расчетная схема сети показана на рисунке 4.16.

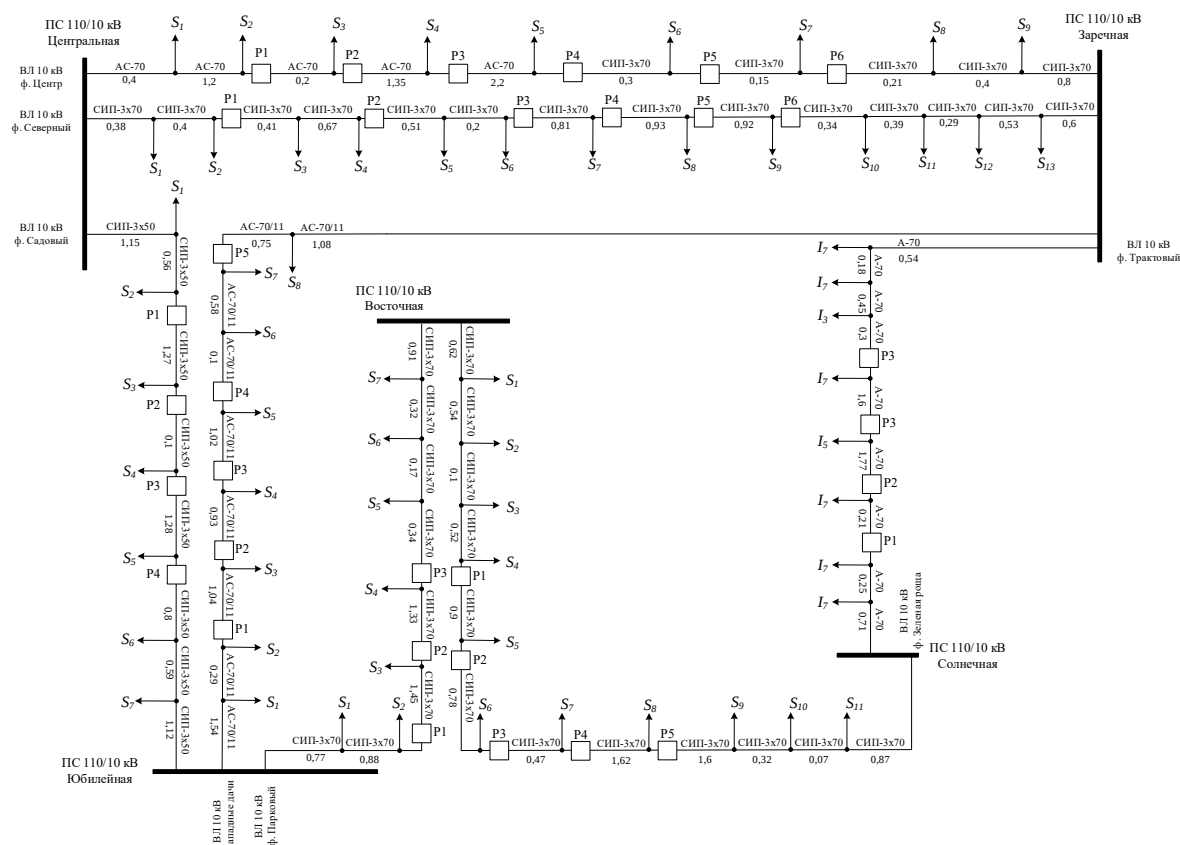


Рисунок 4.16 – Расчетная схема распределительной электрической сети 10 кВ

Расчеты режимов работы рассматриваемой сети производились с использованием разработанного алгоритмического обеспечения на основе почасовых значений электрических нагрузок в узлах за расчетные сутки. Оценка эффективности основывается на сравнении суточных потерь электроэнергии при различных подходах к управлению конфигурацией:

- Сценарий статичного управления. В данном сценарии использовалась неизменная начальная конфигурации сети. Положения нормальных разрывов (разомкнутые состояния реклоузеров) были зафиксированы. Данный сценарий имитирует традиционный, неавтоматизированный подход к управлению сетью. Положения нормальных разрывов при фиксированной конфигурации приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Положения нормальных разрывов при фиксированной конфигурации сети

Наименование ЛЭП 10 кВ	Место нормального разрыва при фиксированной конфигурации сети
ВЛ 10 кВ ф. Центр	Реклоузер №3
ВЛ 10 кВ ф. Северный	Реклоузер №2
ВЛ 10 кВ ф. Садовый	Реклоузер №3
ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи	Реклоузер №1
ВЛ 10 кВ ф. Парковый	Реклоузер №2
ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща	Реклоузер №4
ВЛ 10 кВ ф. Тратковский	Реклоузер №2

- Сценарий динамического управления. В данном сценарии применялась разработанная автоматизированная система управления. Система циклически для всех почасовых значений электрических нагрузок выполняла полный алгоритм управления: расчет установившихся режимов работы сети, решение задачи комбинаторной оптимизации для определения конфигурации с минимальными потерями при соблюдении всех ограничений и формирование последовательностей управляющих команд для реклоузеров. Результатом работы системы является карта состояний реклоузеров за расчетные сутки, показанная на рисунке 4.17, где каждый столбец соответствует часу суток, а каждая строка – конкретному реклоузеру. Черная ячейка обозначает разомкнутое состояние (нормальный разрыв), белая – замкнутое.

Наименование ЛЭП-10 кВ	Реклоузер №	Время																							
		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
ВЛ 10 кВ ф. Центр	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Центр	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Центр	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Центр	4																								
ВЛ 10 кВ ф. Центр	5																								
ВЛ 10 кВ ф. Центр	6																								
ВЛ 10 кВ ф. Северный	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Северный	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Северный	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Северный	4																								
ВЛ 10 кВ ф. Северный	5																								
ВЛ 10 кВ ф. Северный	6																								
ВЛ 10 кВ ф. Садовый	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Садовый	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Садовый	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Садовый	4																								
ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи	4																								
ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи	5																								
ВЛ 10 кВ ф. Парковый	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Парковый	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Парковый	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща	4																								
ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща	5																								
ВЛ 10 кВ ф. Тракторный	1																								
ВЛ 10 кВ ф. Тракторный	2																								
ВЛ 10 кВ ф. Тракторный	3																								
ВЛ 10 кВ ф. Тракторный	5																								

Рисунок 4.17 – Карта состояний реклоузеров в течение расчетных суток при динамической оптимизации конфигурации сети

Значения потерь мощности при статичной конфигурации, а также при динамической оптимизации конфигурации сети приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Значения потерь мощности в сети при статичной конфигурации и при динамической оптимизации конфигурации сети

Час	Потери мощности при динамической оптимизации конфигурации сети, кВт	Потери мощности при статичной конфигурации сети, кВт
00:00	133.89	177.50
01:00	161.57	210.24
02:00	156.71	200.94
03:00	145.76	188.68
04:00	162.44	208.19
05:00	162.37	207.46
06:00	189.25	230.80
07:00	219.63	264.96
08:00	186.82	250.51
09:00	177.90	241.17
10:00	207.59	265.19
11:00	197.70	243.39
12:00	159.55	199.74
13:00	172.14	210.25
14:00	182.08	233.20
15:00	181.92	244.71
16:00	207.11	281.91
17:00	229.75	299.82
18:00	226.12	292.17
19:00	236.63	292.44
20:00	223.68	282.52
21:00	221.77	264.47
22:00	213.67	259.54

23:00	222.38	270.95
-------	--------	--------

Динамика потерь активной мощности в течение расчетных суток отражена на рисунке 4.18. График демонстрирует, что во всех часовых интервалах работа сети под управлением разработанной системы характеризуется более низким уровнем потерь мощности по сравнению со статичной конфигурацией. Это подтверждает способность системы эффективно реагировать на изменения текущего энергопотребления, адаптируя конфигурацию сети для снижения потерь.

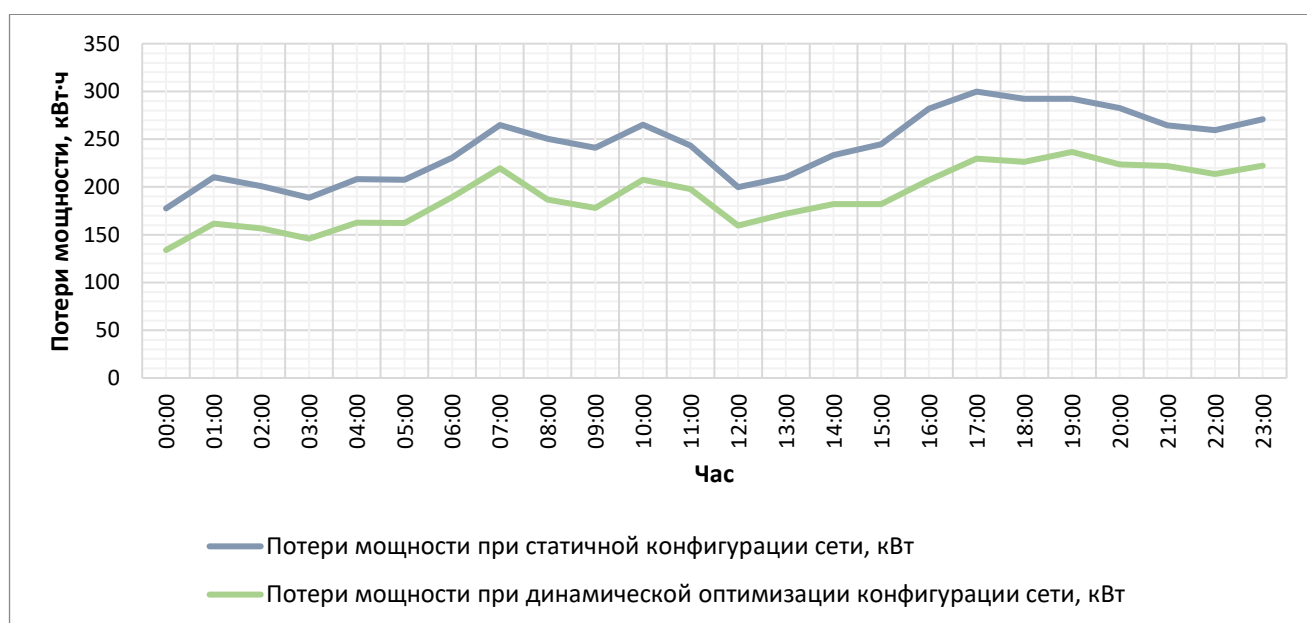


Рисунок 4.18 – Графики потерь мощности при статичной конфигурации и при динамической оптимизации конфигурации сети

Суммарные потери за расчетные сутки составили 5821 кВт·ч. Применение разработанной системы позволило снизить этот показатель до 4578 кВт·ч. Таким образом, абсолютное снижение потерь достигло 1243 кВт·ч, а относительное — 21,3%. Покомпонентный анализ результатов показал, что наибольший абсолютный и относительный эффект достигнут на ВЛ 10 кВ ф. Зеленая роща, где потери сократились на 812 кВт·ч, или на 40,7%. Существенное снижение также зафиксировано на ВЛ 10 кВ ф. Западные дачи (-190 кВт·ч, -16,9%) и ВЛ 10 кВ ф.

Северный (-190 кВт·ч, -25,5%). На линиях ВЛ 10 кВ ф. Центр, ВЛ 10 кВ ф. Садовый, ВЛ 10 кВ ф. Парковый и ВЛ 10 кВ ф. Трактовый снижение потерь оказалось не столь значительным. Данный факт объясняется тем, что конфигурация сети в статичном сценарии была близка к оптимальной для преобладающих в расчетные сутки режимов, и потенциал для оптимизации был ограничен. Ключевым результатом является тот факт, что разработанная система не привела к росту потерь ни на одном из фидеров, что подтверждает корректность ее алгоритмов и способность находить глобальный, а не локальный оптимум для всей сети. Детальные результаты расчетов потерь электроэнергии в линиях при рассматриваемых сценариях управления показаны на диаграмме, изображенной на рисунке 4.19.

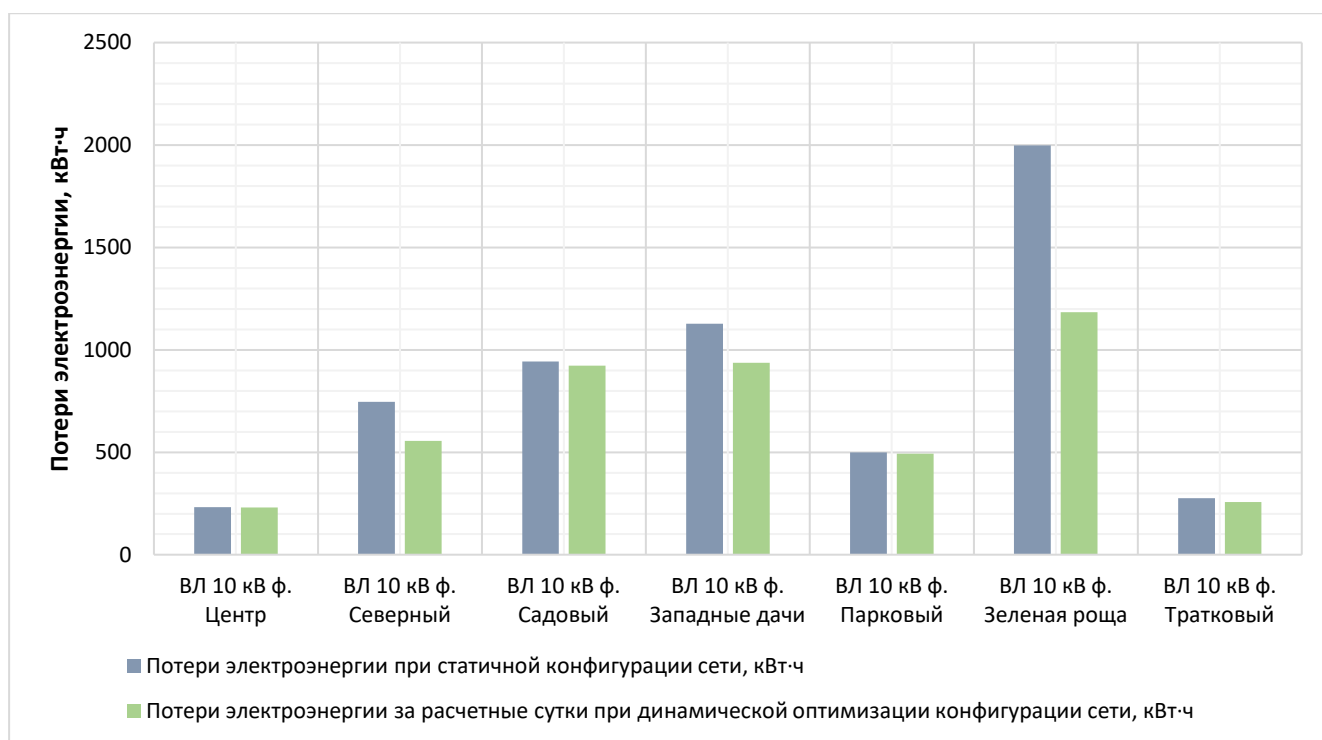


Рисунок 4.19 – Диаграмма потерь электроэнергии при статичной конфигурации и при динамической оптимизации конфигурации сети

Выводы по главе

1. При текущем уровне программного и аппаратного обеспечения распределительных электрических сетей, внедрение системы оптимального управления конфигурацией сети в режиме реального времени возможно путем установки дополнительного программного модуля в существующую SCADA-систему без установки дополнительного измерительного, коммуникационного и коммутационного оборудования.

2. Разработанные алгоритмы обеспечивают исполнение основного набора функций системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети, включающего в себя: расчет и коррекция параметров режима работы сети, определение возможности управления реклоузерами в автоматическом режиме, определение оптимальных мест нормальных разрывов и формирование последовательности управляющих команд.

3. Описанная структурная модель отражает структуру системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети, набор данных, необходимых для ее функционирования и последовательность действий при реализации ее основных функций.

4. Внедрение разработанной автоматизированной системы оптимального управления в распределительные электрические сети 10 кВ позволит достигнуть значительного снижения уровня потерь электроэнергии. Относительное снижение потерь на расчетном примере составило 21,3%, что наглядно подтверждает высокую эффективность и практическую значимость системы для минимизации эксплуатационных затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена решению научной проблемы, имеющей важное хозяйственное значение – разработке системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети, которая направлена на разработку алгоритмов выбора и организации конфигурации сети с наименьшими потерями мощности с учетом схемных и режимных ограничений.

Результаты исследования значимы для электроэнергетической отрасли, поскольку их внедрение способствует снижению уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях класса напряжения 10 кВ, и, как следствие, снижению затрат как потребителей электроэнергии, так и эксплуатирующих организаций.

В диссертационной работе получены следующие научные и практические результаты:

1. Проведенный анализ подтверждает актуальность проблемы снижения потерь электроэнергии, особенно в распределительных электрических сетях 10/0,4 кВ, где сосредоточена основная доля нагрузочных потерь. Сравнительный обзор методов снижения потерь показал, что оптимизация конфигурации сети является наиболее эффективным и экономически целесообразным подходом, позволяющим адаптировать топологию к текущим режимам энергопотребления в реальном времени без значительных капитальных затрат. Однако, существующие алгоритмы оптимальной реконфигурации не в полной мере учитывают стохастический характер нагрузки сельских потребителей, а также схемные и режимные ограничения, что обосновывает необходимость разработки новых методов управления конфигурацией сети для минимизации потерь электроэнергии;

2. Разработан алгоритм определения параметров режима работы сети, основанный на применении метода Ньютона-Рафсона и использовании матриц чувствительности, позволяющий избежать трудоемкого итерационного

расчетного процесса и сократить вычислительные затраты при циклическом решении поставленной задачи в случае отсутствия изменений в схеме сети;

3. Разработана математическая модель распределительной электрической сети для решения задачи выбора оптимальной конфигурации сети, учитывающая необходимые схемные и режимные ограничения и позволяющая получить комплексное решение для всей рассматриваемой сети;

4. Разработана структурная модель и алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети, описывающие набор требований, предъявляемых к системе, структуру базы данных, а также, реализацию полного цикла управления, от сбора исходных данных до отправки управляющих воздействий;

5. Моделирование работы разработанной автоматизированной системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети подтвердило ее высокую эффективность. Сравнение результатов расчетов для сценариев статичного и динамичного управления показало, что применение системы позволяет адаптировать топологию сети к изменяющимся почасовым нагрузкам, обеспечивая снижение суммарных суточных потерь электроэнергии на 21,3%.

- [illegible]

8. Электробаланс и потребление электроэнергии в Российской Федерации. - Текст : электронный // Федеральная служба государственной статистики : [сайт]. - URL: https://rosstat.gov.ru/enterprise_industrial (дата обращения: 24.05.2025).

9. Electricity transmission and distribution. / IEA ETSAP – Technology brief E12. – 2014. – 16 с.

10. Ахмедов, С. Б. Современное состояние снижения технических потерь электроэнергии / С. Б. Ахмедов, Д. А. Исаков, С. Б. Усмонов // Universum: технические науки. - 2025. - № 2(131). - С. 32-35. DOI: 10.32743/UniTech.2025.131.2.19292

11. Фурсанов, М. И. Оптимальные технические потери электроэнергии в распределительных электрических сетях / М. И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. - 2016. - № 3(51). - С. 25-28.

12. Алмазова, О. Н. Современные системы учета объема потребленной электроэнергии в бытовом секторе как фактор повышения эффективности взаимодействия энергосбытовых компаний и конечного потребителя / О. Н. Алмазова // Экономика, предпринимательство и право. – 2011. – Т. 1, № 4. – С. 39-43.

13. Плеханова, И. М. Организация коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке как элемент энергосбережения / И. М. Плеханова, Ю. В. Мясоедов // Вестник ИрГТУ. - 2014. - № 10(93). - С. 206-209.

14. Михеев, Г. М. Соотношение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях до и после установки интеллектуальных приборов учета / Г. М. Михеев, А. Г. Зиганшин, Д. А. Миронов // Вестник Чувашского университета. - 2021. - № 1. - С. 86-98. DOI: 10.47026/1810-1909-2021-1-86-98

15. Соловьева, Е. А. Формирование государственной политики энергосбережения / Е. А. Соловьева, И. И. Каштанова // Записки горного института. - 2008. - Т. 179. - С. 99-103.

16. Мелюхина М.И. Энергосбережение электрической энергии на этапе ее потребления / М. И. Мелюхина, А. А. Широков // Фундаментальные исследования. 2016. № 11-3. С. 563-567.

17. Слободяник, С. Н. Влияние государственной политики на процесс энергосбережения / С. Н. Слободяник // Институциональные аспекты развития энергетики. - 2014. - № 4. - С. 31-41.

18. Tablada, J. H. Topology: Emergent Features of Electrical Transmission and Distribution Losses in Response to Population Density / J. H. Tablada, K. O. Aguilar, // Journal of Science, Engineering and Technology. - 2021. - V. 9, № 37. - P. 21-37. DOI: 10.61569/dspmz227

19. Zarco-Periñán, P. J. Influence of the Population Density of Cities on Energy Consumption of Their Households / P. J. Zarco-Periñán, I. M. Zarco-Soto, F. J. Zarco-Soto // Sustainability. - 2021. - № 13. DOI: 10.3390/su13147542

20. Ke, X. Quantifying impacts of heat waves on power grid operation / X. Ke, D. Wu, J. Rice, M. Kintner-Meyer, N. Lu // Applied Energy. - 2016. - № 183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.188

21. Ajenikoko, G. A. Effect of temperature change on the resistance of transmission line losses in electrical power network / G. A. Ajenikoko, B. S. Adeleke // International Journal of Renewable Energy Technology Research. - 2017. - V. 6, № 1. - P. 1-8.

22. Reduction of technical and non-technical losses in distribution networks. Final report. / CIRED. – 2017. – 114 с.

23. Costa-Campi, M. T. The economic impact of electricity losses / M. T. Costa-Campi, D. Daví-Arderius, E. Trujillo Baute // Energy Economics. - 2018. - № 75. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.08.006.

24. Averbukh, M. A. Reducing Electric Power Losses in the System of Power Supply Due to Compensation of Higher Harmonics of Currents: Economic and Energy Efficiency Outcomes / M. A. Averbukh, N. A. Zhukov, S. V. Khvorostenko, V. I. Panteleev // International Journal of Energy Economics and Policy. - 2019. - № 9(4). - P. 396-403. DOI: 10.32479/ijeep.7693

25. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (вместе с "Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", "Правилами государственного регулирования

(пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике") : постановление Правительства Рос. Федерации от 29.12.2011 № 1178 (ред. от 20.02.2025).

26. Averbukh, M. A. Reducing Electric Power Losses in the System of Power Supply Due to Compensation of Higher Harmonics of Currents: Economic and Energy Efficiency Outcomes / M. A. Averbukh, N. A. Zhukov, S. V. Khvorostenko, V. I. Panteleev // International Journal of Energy Economics and Policy. - 2019. - № 9(4). - P. 396-403. DOI: 10.32479/ijeep.7693

27. Майоров, А. В. Основные задачи развития и повышения надежности распределительных электрических сетей в современных условиях / А. В. Майоров // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2022. - № 3(72). - С. 6-7.

28. Электроэнергетические системы России. - Текст : электронный // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» : [сайт]. - URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2024/> (дата обращения: 24.05.2025).

29. Ramachandra Murthy, K. V. S. Electrical energy loss in rural distribution feeders - a case study / K. V. S. Ramachandra Murthy, M. Ramalinga Raju // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. - 2009. - V. 4, № 2. - P. 33-37.

30. Воротницкий, В. Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в распределительных электрических сетях нового технологического уклада / В. Э. Воротницкий // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2021. - № 4(67). - С. 88-96.

31. Буздко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст] : учебное пособие / И. А. Буздко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов. – Москва: Колос, 2000. – 536 с.

32. РД 34.20.178 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. // Москва, 1981. – 108 с.

33. Бастрон, А. В. К вопросу о повышении эффективности проектных решений сельских распределительных электрических сетей / А. В. Бастрон, Т. Н.

Бастрон, К. Е. Бубликов, А. С. Синиченко // Вестник НГИЭИ. - 2024. - № 7(158). - С. 57-70. DOI: 10.24412/2227-9407-2024-7-57-70

34. Юдаев, И. В. Оценка графиков потребления электрической энергии объектов на сельских территориях как нагрузки солнечной электростанции / И. В. Юдаев, Ю. В. Даус, Д. А. Десятиченко // Вестник аграрной науки Дона. - 2018. - № 4. - С. 10-17.

35. Водяников, В. Т. Экономическое состояние сельских электрических сетей 10/0,4 кВ / В. Т. Водяников, А. А. Игудин // Экономика и организация инженерно-технических систем в АПК. - 2015. - № 6. - С. 55-60.

36. Cao, Y. Analysis on the development of modern rural power grids with low carbon serving rural revitalization from the perspective of scientific and technological innovation / Y. Cao, T. Xiao, Y. Liang // International Journal of Low-Carbon Technologies. - 2024. - № 19. - P. 1445-1452. DOI: 10.1093/ijlct/ctae075

37. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : Справочник / Г. Н. Ополева. – Москва: Форум – Инфра – М, 2006. – 480 с.

38. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. // Москва: Энергоатомиздат, 1995. – 49с.

39. Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки : приказ Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э.

40. Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг : приказ Федеральной службы по тарифам от 26.10.2010 № 254-э/1.

41. Смирнов, В. В. Обоснование экономической эффективности внедрения реклоузеров за счет изменения необходимой валовой выручки территориальной

сетевой организации / В. В. Смирнов, К. С. Стрельцов, Н. В. Калинин, Н. А. Чернов // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2020. - № 1(58). - С. 28-34.

42. Об утверждении Правил пользования электрической и тепловой энергией : приказ МинЭнерго СССР от 06.12.1981 №310 (ред. от 10.01.2000).

43. Идельчик В. И. Электрические системы и сети [Текст] : Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1982. – 592 с.

44. СО 153-34.20.505-2003 Инструкция по переключениям в электроустановках. // Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 63 с.

45. Coster, E. J. Distribution grid operation including distributed generation: impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior: дис. д-ра техн. наук: [пер. с англ.] / E. J. Coster; Technische Universiteit Eindhoven. — Эйндховен, 2010. — 205 с. — DOI: 10.6100/IR676122.

46. Repo, S. Utilizing the ring operation mode of medium voltage distribution feeders / S. Repo, P. Järventausta // CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution Barcelona, 12-15 May 2003 . - 2003. - P. 1-6.

47. Россети. Концепция цифровая трансформация 2030 / ПАО «Россети». — Москва, 2018. — 31 с.

48. Вакуумный реклоузер РВА/TEL Техническая информация. - Текст : электронный // ООО "Таврида Электрик МСК" : [сайт]. - URL: https://www.tavrida.ru/upload/iblock/9c0/xbex0ffkc4iy2nbk3zq1ombmr25chllo/TER_RecDoc_PG_5.pdf (дата обращения: 24.05.2025).

49. Vinogradova, A. Allocation of 0.4 kV PTL Sectionalizing Units under Criteria of Sensitivity Limits and Power Supply Reliability / A. Vinogradova, A. Vinogradov, V. Bolshev, A. Izmailov, A. Dorokhov, A. Bukreev // Applied sciences. - 2021. - № 11. DOI: 10.3390/app112411608.

50. Kalinchyk, V.P. Increasing the functional reliability of industrial electrical networks 6-10 kV by integrating vacuum reclosers / V.P. Kalinchyk, V.A. Pobigaylo, O.V. Borychenko, S.B. Kuzovkin, O.V. Yatsenko // Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Problems of improving electrical machines and devices. Theory and practice. - 2022. - № 2(8). - P. 11-14. DOI: 10.20998/2079-3944.2022.2.02.

51. Ghulomzoda, A. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia / A. Ghulomzoda, A. Gulakhmadov, A. Fishov, M. Safaraliev, X. Chen, K. Rasulzoda // *Energies*. - 2020. - № 13. DOI: 10.3390/en13143673.

52. Никишин, А.Ю. Применение реклоузеров в сетях ОАО "Янтарьэнерго" для решения проблем в распределительных сетях среднего напряжения / А.Ю. Никишин, И.С. Беклемешев // *Известия КГТУ*. - 2017. - Т. , № 44. - С. 203-210.

53. Деревнина, В.С. Применение реклоузеров для повышения надежности распределительной сети Липецкой области / В.С. Деревнина, Е.П. Зацепин, В.И. Зацепина // *Вестник МЭИ*. - 2025. - № 1. DOI: 10.24160/1993-6982-2025-1-36-41.

54. Haakana, J. Comparison of Reliability Indices From the Perspective of Network Automation Devices / J. Haakana, J. Lassila, T. Kaipia, J. Partanen // *IEEE transactions on power delivery*. - 2010. - V. 25, № 3. - P. 1547-1555.

55. Pálfi, J. Analysis of the Efficiency of the Recloser Function of LV Smart Switchboards / J. Pálfi, M. Tompa, P. Holcsik // *Acta Polytechnica Hungarica* . - 2017. - V. 14, № 2. - P. 131-150.

56. Bengtsson, P. Reliability-based planning in rural areas; goals, methods, prioritization, and follow-up at fortum distribution / P. Bengtsson, L. Persson, K. Oberger, J. Hasselstrom // *20th International Conference on Electricity Distribution Prague*, 8-11 June 2009.

57. СТО 34.01-3.2-004-2016 Реклоузеры 6-35 кВ. Общие технические требования // Москва : ПАО «Россети», 2016. – 29 с.

58. Bakardjieva, J.N. Sectioning of branches of distribution networks with connected wind power plants / J.N. Bakardjieva, M.I. Matsankov, S. Slavov, // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. - 2020. - № 1031 (2021). DOI: 10.1088/1757-899X/1031/1/012046.

59. СТО 34.01-2.2-033.1-2017 Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ - секционирующие пункты (реклоузеры). Том 1.2. Секционирующие пункты (реклоузеры). Книга 1.2.1 «Реклоузеры АО «ГК «Таврида Электрик» // Москва : ПАО «Россети», 2017. – 200 с.

60. Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» : постановление Правительства Рос. Федерации от 09.09.2023 № 1473.

61. Воротницкий, В.Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях / В.Э. Воротницкий // Энергия единой сети. - 2013. - Т. , № 2(7). - С. 24-35.

62. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : (вторая редакция, исправленная и дополненная) : утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 г. № ВК 477. — Москва, 1999. — 197 с.

63. Sadiq, E.H. Minimizing Power Losses in Distribution Networks: A Comprehensive Review / E.H. Sadiq, R.K. Antar // Chinese Journal of Electrical Engineering. - 2024. - V. 10, № 4. - P. 20-36.

64. Булатов, Б.Г. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети / Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. - 2012. - № 37. - С. 18-22.

65. Civanlar, S. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction / S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin, S.S.H. Lee // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1988. - V. 3, № 3. - P. 1217-1223.

66. Wagner, T.P. Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation / T.P. Wagner, A.Y. Chikhan, R. Hackam // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1991. - V. 3, № 4. - P. 1922-1933.

67. Taylor, J.A. Convex models of distribution system reconfiguration / J.A. Taylor, F.S. Hover // IEEE Transactions on power systems. - 2007. - V. 6, № 1. - P. 1407-1413. DOI: 10.1109/tpwrs.2012.2184307.

68. Esmaeilian, H.R. Energy Loss Minimization in Distribution Systems Utilizing an Enhanced Reconfiguration Method Integrating Distributed Generation / H.R. Esmaeilian, R. Fadaeinedjad // IEEE Systems Journal. - 2015. - V. 9, № 4. - P. 1430-1439. DOI: 10.1109/JSYST.2014.2341579.

69. Jeon, Y.J. An Efficient Simulated Annealing Algorithm for Network Reconfiguration in Large-Scale Distribution Systems / Y.J. Jeon, J.C. Kim, J.O. Kim, J.O. Shin, K.Y. Lee // IEEE Transactions on power delivery. - 2002. - V. 17, № 4. - P. 1070-1078.

70. Wang, C. Optimization of Network Configuration in Large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm / C. Wang, H.Z. Cheng // IEEE Transactions on power systems. - 2008. - V. 23, № 1. - P. 119-126.

71. Abdelaziz, A.Y. Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm / A.Y. Abdelaziz, F.M. Mohammed, S.F. Mekhamer, S.F. Badr // Electric Power Systems Research. - 2009. - № 79. - P. 1521-1530.

72. Rao, R.S. Optimal Network Reconfiguration of Large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm / R.S. Rao, S.V.L. Narasimham, M.R. Raju, M.R. Rao // IEEE Transactions on power systems. - 2011. - V. 26, № 3. - P. 1080-1088.

73. Nguen, T.T. Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm / T.T. Nguen, A.V. Truong // Electrical Power and Energy Systems. - 2015. - № 68. - P. 233-242.

74. Su, C.T. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm / C.T. Su, C.F. Chang, J.P. Chiou // Electric Power Systems Research. - 2005. - № 75. - P. 190-199.

75. Kumar, K.S. Power system reconfiguration and loss minimization for an distribution systems using bacterial foraging optimization algorithm / K.S. Kumar, T. Jayabarathi // Electrical Power and Energy Systems. - 2012. - № 36. - P. 17-17.

76. Imran, A.M. A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using Fireworks Algorithm / A.M. Imran, M. Kowsalya // Electrical Power and Energy Systems. - 2014. - № 62. - P. 312-322.

77. Kavousi-Fard, A. A Novel Stochastic Framework Based on Cloud Theory and θ -Modified Bat Algorithm to Solve the Distribution Feeder Reconfiguration / A.

Kavousi-Fard, T. Niknam, M. Fotuhi-Firuzabad // IEEE Transactions on Smart Grid. - 2016. - V. 7, № 2. - P. 740-750. DOI: 10.1109/TSG.2015.2434844.

78. Завалов, А.А. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях 0,4-10 кВ городов северных городов / А.А. Завалов, С.В. Кузьмин, Р.С. Кузьмин, Р.С. Меньшиков // Глобальная энергия. - 2023. - Т. 29, № 3. - С. 57-73. DOI: 10.18721/JEST.29304.

79. Губин, П.Ю. Оптимальное размещение средств компенсации реактивной мощности с помощью метода дифференциальной эволюции / П.Ю. Губин, А.А. Малахов, К.В. Рындина // Вестник ЮУрГУ. Серия "Энергетика". - 2021. - Т. 21, № 2. - С. 62-71. DOI: 10.14529/power210207

80. Gnanasekaran, N. Optimal placement of capacitors in radial distribution system using shark smell optimization algorithm / N. Gnanasekaran, S. Chandramohan, P.S. Kumar, P.S. Imran // Ain Shams Engineering Journal. - 2016. - V. 7, № 2. - P. 907-916. DOI: 10.1016/j.asej.2016.01.006.

81. Prakash, D.B. Optimal siting of capacitors in radial distribution network using Whale Optimization Algorithm / D.B. Prakash, C. Lakshminarayana // Alexandria Engineering Journal. - 2016. - V. 56, № 4. - P. 499-509. DOI: 10.1016/j.aej.2016.10.002.

82. Tamilselvan, V. Optimal capacitor placement in radial distribution systems using flower pollination algorithm / V. Tamilselvan, T. Jayabarathi, T. Raghunathan, T. Yang // Alexandria Engineering Journal. - 2018. - V. 57, № 4. - P. 2775-2786.

83. Devabalaji, K.R. Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using Bacterial Foraging Optimization Algorithm / K.R. Devabalaji, K. Ravi, D.P. Kothari // Electrical Power and Energy Systems. - 2015. - № 71. - P. 383-390.

84. Sultana, S. Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization / S. Sultana, P.K. Roy // Electrical Power and Energy Systems. - 2014. - № 54. - P. 387-398.

85. Нгуен Х.Д. Разработка и оптимизация структуры системы электроснабжения городского района: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Нгуен Ха Дык. – Казань, 2019. – 153 с.

86. Granada, E.M. Optimal phase balancing planning for loss reduction in distribution systems using a specialized genetic algorithm / E.M. Granada, R.R.A. Gallego, L.J.M. López // Ingeniería y Ciencia. - 2012. - V. 8, № 15. - P. 121-140.

87. Khodr, H.M. Optimal Phase Balancing in Distribution System Using Mixed-Integer Linear Programming / H.M. Khodr, I.J. Zerpa, P.M. Jesus, P.M. Matos, // IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America. - 2006. - P. 1-5.

88. Hassan, M.E. A Practical Way to Balance Single Phase Loads in a Three Phase System at Distribution and Unit Level / M.E. Hassan, M. Najjar, R. Tohme // Renewable Energy and Power Quality Journal. - 2022. - № 20. - P. 173-177.

89. Коноплев, Н.Е. Снижение потерь электроэнергии на участке сети путем оптимизации уровня напряжения методом штрафных функций / Н.Е. Коноплев, Б.С. Компанеец // Вестник ПНИПУ. - 2023. - № 48. - С. 50-71. DOI: 10.15593/2224-9397/2023.4.03

90. Lobato, E. An LP-based optimal power flow for transmission losses and generator reactive margins minimization / E. Lobato, L. Rouco, M.I. Navarrete, M.I. Casanova, G. Lopez // IEEE Porto Power Tech Proceedings. - 2001. - V. 3, № 3. - P. 1-5.

91. Lu, C.N. Network constrained security control using an interior point algorithm / C.N. Lu, M.R. Unum // IEEE Transactions on power systems. - 1993. - V. 8, № 3. - P. 1068-1076.

92. Alsac, O. Optimal load flow with steady-state security / O. Alsac, B. Stott // IEEE Transactions on power apparatus and systems. - 2007. - № 3. - P. 745-751.

93. Chang, S.K. Optimal real-time voltage control / S.K. Chang, F. Albuyeh, M.L. Gilles, M.L. Marks, K. Kato // IEEE Transactions on power systems. - 1990. - V. 5, № 3. - P. 750-758.

94. Hartati, R.S. Optimal active power flow solutions using a modified Hopfield neural network / R.S. Hartati, M.E. El-Hawary, // Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 2001. Conference Proceedings. - 2001. - № 1. - P. 189-194.

95. Bakirtzis, A.G. Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm / A.G. Bakirtzis, P.N. Biskas, C.E. Zoumas, C.E. Petridis // IEEE Transactions on power systems. - 2002. - V. 17, № 2. - P. 229-236.

96. Gaing, Z.W. Constrained optimal power flow by mixed-integer particle swarm optimization / Z.W. Gaing, // IEEE Power Engineering Society General Meeting. - 2005. - P. 243-250.

97. Vlachogiannis, J.G. Ant Colony System-Based Algorithm for Constrained Load Flow Problem / J.G. Vlachogiannis, N.D. Hatziaargyriou, K.Y. Lee // IEEE Transactions on power systems. - 2005. - V. 20, № 3. - P. 1241-1249.

98. Tripathy, M. Bacteria Foraging-Based Solution to Optimize Both Real Power Loss and Voltage Stability Limit / M. Tripathy, S. Mishra // IEEE Transactions on power systems. - 2007. - V. 22, № 1. - P. 240-248.

99. Abido, M.A. Optimal Power Flow Using Tabu Search Algorithm / M.A. Abido // Electric Power Components and Systems. - 2002. - № 30. - P. 469-483.

100. Грунтович, Н.В. Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов понижающих подстанций - весомый потенциал эффективного энергосбережения / Н.В. Грунтович, А.Н. Гуминский // Энергоэффективность. - 2011. - № 8. - С. 3-5.

101. Атрашков, Д.Г. Пути оптимизации режимов работы распределительных трансформаторных подстанций ОАО "Гродно Азот" / Д.Г. Атрашков // Актуальные проблемы энергетики. СНТК72. - 2016. - С. 247-251.

102. Uluski, R.W. VVC in the Smart Grid Era / R.W. Uluski // IEEE PES General Meeting. - 2010. - P. 1-7.

103. Grigoras, G. Analysis of Energy Saving Solutions based on Replacement of Distribution Transformers / G. Grigoras, F. Scarlatache, B.G. Neagu // International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017

Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP). - 2017. - P. 66-71.

104. Haque, M.A. Critical Appreciation of Power System in Bangladesh / M.A. Haque, J. Azad, J. Rahman // Bangladesh journal of scientific and industrial research. - 2010. - V. 45, № 3. - P. 233-242.

105. Aziz, M. Study of material characteristics of core and winding to minimize losses on power transformer / M. Aziz, A. Indarto, C. Hudaya // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2021. - V. 673, № 1. DOI: 10.1088/1755-1315/673/1/012008.

106. Nguyen, T.T. Optimal electric distribution network configuration using adaptive sunflower optimization / T.T. Nguyen, N.T. Nguyen, T.D. Nguyen // Bulletin of Electrical Engineering and Informatics. - 2021. - V. 10, № 4. - P. 1777-1784.

107. Chen, Z. Some problems existing in rural power grids in the new era and their upgrading and reconstruction / Z. Chen, T. Zhang // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2019. - V. 295, № 4.

108. Hoang, B. Smart Power Grids-Talking about a Revolution / B. Hoang, // IEEE Emerging Technology Portal. - 2006. - V. 2012.

109. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол № 450 от 02.04.2021). - Текст : электронный // ПАО «Россети» : [сайт]. - URL: <https://www.te.ru/upload/doc/invest/reports/tehpolitika2023.pdf> (дата обращения: 10.06.2025).

110. СТО 56947007- 29.200.10.011-2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования // ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 21 с.

111. Валуйских, А.О. Система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования / А. О. Валуйских, А. Г. Мордкович, Г. М. Цфасман // Электро. – 2004. – № 6. – С. 35–37.

112. ООО «Димрус»: официальный сайт. - Текст : электронный // ООО «Димрус» : [сайт]. - URL: <https://dimrus.ru/tdm.html> (дата обращения: 10.06.2025).

113. Монастырский А. Е. Современные системы мониторинга технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов / А. Е. Монастырский // Материаловедение. Энергетика. – 2021. – Том 27. - №3. – С. 97 – 108.

114. Рохлов В. А. Информационное обеспечение системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети / В.А. Рохлов, Р. Н. Хамитов, И. Л. Захаров, С. Н. Жеребцов, Л. С. Ганичева // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2023. – Т. 19, №3. – С. 189-205. – DOI 10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205.

115. ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93. Устройства и системы телемеханики. Часть 1. Основные положения. Раздел 1. Общие принципы. М., 1993. 31 с.

116. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ: Федеральный закон № 261-ФЗ: [принят государственной думой 23 ноября 2009 года]. – Москва: Центрмат, 2023. – 80 с.

117. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации: Федеральный закон № 522-ФЗ: [принят государственной думой 19 декабря 2018 года]. - Москва: Центрмат, 2023. – 95 с.

118. СТО 34.01-3.1-002-2016. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // ОАО «Россети», 2016. – 125 с.

119. Технические аспекты организации связи по линиям 0,4 и 10 кВ с использованием PLC-технологии в АИИС КУЭР «АТЛАС» / ООО «Систел» г. Москва // Журнал «ИСУП». – 2015 г. – 2(56). – С. 49-52.

120. Камалиев, Р. Н. Результаты опробования системы учета электроэнергии на базе PLC-технологии в распределительных сетях 10-0,4 кВ/ Р. Н. Камалиев, А. Р. Мингалиев, Т. Ф. Хабибуллин // Энергетика Татарстана. – 2011. - №4. – С. 67-71.

121. Часовский, А. В. Опыт внедрения системы учета электроэнергии на основе технологии PLC в распределительных сетях 0,4 кВ филиала ОАО «Сетевая

компания» Бугульминские электрические сети / А. В. Часовский, Ю. А. Жернаков // Энергетика Татарстана. – 2012. - № 3. – С. 46-52.

122. Sabo, A. A Review of State-of-the-Art Techniques for Power Flow Analysis / A. Sabo, K.I. Kanya, N. Shu'aibu, N. Onyema, A. Ahmed, H. Tanko, S. Kwasau // Journal of Science, Technology and Engineering Research. - 2023. - V. 4, № 1. - P. 36-43. DOI: 910.53525/jster.1233034.

123. Akindadelo, A.T. Power Flow Analysis Using Numerical Computational Methods on a Standard IEEE 9-Bus Test System / A.T. Akindadelo, F.A. Shodiya, A.O. Salau, A.O. Olaluyi, J.O. Bandele, S.L. Braide // Mathematical Modelling of Engineering Problems. - 2024. - V. 11, № 1. - P. 18-26. DOI: 10.18280/mmep.110102.

124. Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zhrebtsov S.N., Latyntseva A.A. Algorithm for determining the operating parameters of an electrical network in the problem of optimal reconfiguration in real time // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering, Volume 336, Issue 1, pp. 183-192. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336, № 1. – С. 183-192. – DOI 10.18799/24131830/2025/1/4901.

125. Крупенёв Д.С. Расчет установившихся режимов электроэнергетических систем с использованием матриц чувствительности первого порядка применительно к задаче оценки режимной надежности / Д.С. Крупенёв // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2017. - Т. 21. - № 9. - С. 146–156.

126. Рохлов В.А., Хмара Г.А., Бойчук Р.С. Способ снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях с двусторонним питанием (статья в журнале - научная статья) // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 4 (67). – С. 98–104.

127. Калиниченко Л.А. Методы и средства интеграции неоднородных баз данных. - М.: Наука, 1983. - 423 с.

128. Рохлов В. А. Интегрированные системы оптимального управления конфигурацией электрической сети / В. А. Рохлов, Р. Н. Хамитов, С. Н. Жеребцов,

А. А. Латынцева // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2024. – №9. – С. 566–572. – DOI 10.24412/2071-6168-2024-9-566-567.

129. ГОСТ Р МЭК 60870-5-101.2006. Устройства и системы телемеханики. Часть 5 Протоколы передачи. Раздел 101 Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики. М., 2006. 145 с.

130. Нормы на электрические параметры основных цифровых каналов и трактов магистральной и внутризональных первичных сетей ВСС России. Утв. Приказом Минсвязи России от 10.08.1996 г. №92. М., 1996. 100 с.

131. ГОСТ Р 59947-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления. М., 2021. 28 с.

132. Хазан В.Л. Каналы связи. Физические и компьютерные модели. - М.: Инфра-Инженерия, 2024. - 108 с.

133. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2025661732 Российская Федерация. Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения задачи оптимальной реконфигурации сети: N 2025664979: заявл. 14.05.2025 : опубл. 09.06.2025 / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов ; заявитель и правообладатель ФГАОУ ВО ОмГТУ. – 1 с.

134. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2025661760 Российская Федерация. Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети: N 2025663090 : заявл. 14.05.2025 : опубл. 26.05.2025 / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов ; заявитель и правообладатель ФГАОУ ВО ОмГТУ. – 1 с.

135. Рохлов В. А., Хамитов Р. Н., Жеребцов С. Н., Латынцева А. А., Моделирование процесса управления конфигурацией распределительной электрической сети при внешних воздействиях // Автоматизация в промышленности. - 2024. - № 8. - С. 39–43. – DOI 10.25728/avtprom.08.08.

136. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2025661151 Российская Федерация. Определение режима управления реклоузерами в составе автоматизированной системы: N 2025661854 : заявл. 14.05.2025 : опубл. 14.05.2025 / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов ; заявитель и правообладатель ФГАОУ ВО ОмГТУ. – 1 с.

137. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2025661742 Российская Федерация. Определение оптимальных мест нормальных разрывов в распределительной электрической сети среднего напряжения: N 2025662563 : заявл. 14.05.2025 : опубл. 22.05.2025 / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов ; заявитель и правообладатель ФГАОУ ВО ОмГТУ. – 1 с.

138. Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zherebtsov S.N., Latyntseva A.A., Arkhipova O.V. Automated system for optimal control of the configuration of a distribution electric network // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering, Volume 337, Issue 1, pp. 245-259. DOI: 10/18799/24131830/2026/1/5409. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2026. – Т. 337, № 1. – С. 245-259. – 10/18799/24131830/2026/1/5409.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ «Определение оптимальных, с точки зрения минимизации потерь, мест
нормальных разрывов в распределительной сети 6-10 кВ» № 2021619480 от
10.06.2021

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2021619480

**«Определение оптимальных, с точки зрения
минимизации потерь, мест нормальных разрывов в
распределительной сети 6-10 кВ»**

Правообладатель: **Рохлов Владислав Андреевич (RU)**

Автор(ы): **Рохлов Владислав Андреевич (RU)**

Заявка № **2021616036**
Дата поступления **16 апреля 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **10 июня 2021 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности



Г.П. Ильев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ «Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения
задачи оптимальной реконфигурации сети» № 2025664979 от 09.06.2025

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2025664979

**«Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП
для решения задачи оптимальной реконфигурации
сети»**

Правообладатель: *Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Омский государственный технический университет»
(RU)*

Авторы: *Хамитов Рустам Нуриманович (RU), Рохлов
Владислав Андреевич (RU)*

Заявка № **2025661732**
Дата поступления **14 мая 2025 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **09 июня 2025 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности
Электронный документ подписан электронной подписью
Сергеймат. Зубов Ю.С. Сергеевич
Действителен с 14.05.2025 по 12.10.2025

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ «Формирование последовательности управляющих команд,
направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети» №
2025663090 от 26.05.2025

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2025663090

«Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети»

Правообладатель: *Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный технический университет» (RU)*

Авторы: *Рохлов Владислав Андреевич (RU), Хамитов Рустам Нуриманович (RU)*

Заявка № **2025661760**
Дата поступления **14 мая 2025 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **26 мая 2025 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ЭЛЕКТРОННО ПОДПИСАНО
ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 5092e7e5a35005e5404010703cc2025
Подпись: Зубов Юрий Сергеевич
Документ от: 01.05.2025

Ю.С. Зубов



ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ «Определение оптимальных мест нормальных разрывов в
распределительной электрической сети среднего напряжения» № 2025662563 от
22.05.2025

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2025662563

**«Определение оптимальных мест нормальных разрывов
в распределительной электрической сети среднего
напряжения»**

Правообладатель: **Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Омский государственный технический университет»
(RU)**

Авторы: **Рохлов Владислав Андреевич (RU), Хамитов
Рустам Нуриманович (RU)**

Заявка № **2025661742**
Дата поступления **14 мая 2025 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **22 мая 2025 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

документ подписан электронной подписью
Сертификат 604d4e7046300615424010700002028
Владимир Зубов Юрий Сергеевич
Действителен с 01.01.2004 по 03.10.2025

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Описание прецедентов структурной модели системы
оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети**

Таблица Д.1 – Описание прецедента «Выработка и отправка управляющих воздействий»

Прецедент: Выработка и отправка управляющих воздействий
ID: 1
Краткое описание: Система производит выработку управляющих воздействий на основе расчетов режимов работы ЛЭП-10 кВ и решения задачи комбинаторной оптимизации, и их отправку.
Главные актеры: Время
Второстепенные актеры: Программный комплекс управления реклоузерами
Предусловия: С момента прошлых переключений произошло обновление измерительной информации в базе данных
Основной поток: 1. Расчет режимных параметров всех ЛЭП-10 кВ из перечня объектов, которыми возможно управлять в автоматическом режиме, при всех возможных местах нормальных разрывов; 2. Сравнение рассчитанных режимных параметров с номинальными параметрами оборудования и коррекция перечня объектов, которыми возможно управлять в автоматическом режиме; 3. Формирование и решение задачи комбинаторной оптимизации; 4. Формирование плана переключений; 5. Формирование управляющих воздействий в соответствии со сформированным планом; 6. Отправка сформированных управляющих воздействий.
Постусловия: Управляющие воздействия отправлены
Альтернативные потоки: нет

Таблица Д.2 – Описание прецедента «Ввод информации в базу данных»

Прецедент: Ввод информации в базу данных
ID: 2
Краткое описание: Производится корректировка информации в базе данных диспетчеров вручную
Главные актеры: Диспетчер
Второстепенные актеры: нет
Предусловия: нет

Основной поток: 1. Диспетчеру предоставляется доступ к базе данных; 2. Диспетчер корректирует данные из перечня: - номинальные мощности силовых трансформаторов питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - коэффициенты допустимой длительной перегрузки силовых трансформаторов питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - номинальные токи трансформаторов тока в линейных ячейках РУ-10 кВ питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - диспетчерские наименования питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - диспетчерские наименования ЛЭП-10 кВ; - привязку ЛЭП-10 кВ к питающим подстанциям 110 (35)/10 кВ; - привязку ЛЭП-10 кВ к трансформаторам тока в РУ-10 кВ питающих подстанций 110 (35)/10 кВ; - длины участков ЛЭП-10 кВ; - порядковые номера участков ЛЭП-10 кВ; - привязку участков ЛЭП-10 кВ к ЛЭП-10 кВ; - марки проводов, из которых выполнены участки ЛЭП-10 кВ; - информацию о начальных и конечных точках участков ЛЭП-10 кВ (реклоузер, нагрузочный узел, отпайка, смена проводника); - порядковые номера (сквозные) реклоузеров, отпаяк и нагрузочных узлов в рамках одной ЛЭП-10 кВ; - порядковые номера питающих подстанций 110 (35)/10 кВ и ЛЭП-10 кВ; - информацию об эксплуатационном состоянии ЛЭП-10 кВ («в работе», «не в работе»); в случае их изменения. 1. Сохранение внесенных изменений.
Постусловия: Информация в базе данных обновлена
Альтернативные потоки: нет

Таблица Д.3 – Описание прецедента «Опрос баз данных смежных систем мониторинга и управления»

Прецедент: Опрос баз данных смежных систем мониторинга и управления
ID: 3
Краткое описание: Производится опрос баз данных АСКУЭ, СОДУ и СМиД, а так же журналов срабатываний устройств РЗА
Главные актеры: Время
Второстепенные актеры: Смежные системы мониторинга и управления
Предусловия: С момента прошлых переключений прошел заданный временной интервал

Продолжение таблицы Д.3

Основной поток:
1. Опрос баз данных АСКУЭ, СОДУ и СМиД, а так же журналов срабатываний устройств РЗА в объеме следующей информации:
- измеренные значения мощностей нагрузок;
- измеренные значения напряжений на шинах питающих подстанций 110 (35)/10 кВ;
- измеренные значения мощностей, отпускаемых по тупиковым ЛЭП-10 кВ;
- информацию об эксплуатационном состоянии ЛЭП-10 кВ («в работе», «не в работе»);
- значение температуры окружающей среды.
2. Занесение информации, полученной от баз данных АСКУЭ, СОДУ и СМиД, а так же журналов срабатываний устройств РЗА в базу данных СОУК
3. Сохранение внесенных изменений.
Постусловия: Информация в базе данных обновлена.
Альтернативные потоки: нет

Таблица Д.4 – Описание прецедента «Заполнение журнала переключений»

Прецедент: Заполнение журнала переключений
ID: 4
Краткое описание: Производится автоматическое заполнение журнала переключений после отправки управляющих воздействий реклоузерам
Главные актеры: Время
Второстепенные актеры: нет
Предусловия: Управляющие воздействия направлены
Основной поток:
1. В журнал переключений вносится следующая информация:
- время переключения;
- включенные реклоузеры;
- выключенные реклоузеры;
- привязка включенных и выключенных реклоузеров к ЛЭП-10 кВ;
- информацию о текущем перечне объектов (ЛЭП-10 кВ и реклоузеров), которыми возможно управлять в автоматическом режиме;
- рассчитанные значения потерь мощности в сети до и после переключений.
3. Сохранение внесенной информации.
Постусловия: Журнал переключений обновлен
Альтернативные потоки: нет

ПРИЛОЖЕНИЕ Е - Спецификации классов, операций и атрибутов структурной модели системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети

Таблица Е.1 - Спецификация классов

Наименование класса	Описание	Вышестоящий класс
ACLineSegment	Участок линии	ConductingEquipment
BusbarSection	Секция шин	ConductingEquipment
ComandManager	Класс, исполняющий операции по формированию последовательности управляющих команд	
ConductingEquipment	Электропроводящее оборудование	Equipment
ConnectivityNode	Соединительный узел	IdentifiedObject
CurrentLoad	Токовая загрузка участка линии	SegmentParameters
CurrentLoadCounter	Расчетчик токовой загрузки участков линий	ModeParametersCounter
CurrentTransformer	Трансформатор тока	Equipment
Equipment	Оборудование	PowerSystemResource
EquipmentAnalyzer	Класс, осуществляющий сравнение токовых нагрузок оборудования с номинальными параметрами	
EquipmentContainer	Контейнер оборудования	PowerSystemResource
IdentifiedObject	Идентифицирующий класс - обеспечивает идентификацию и набор наименований для наследуемых классов	
Line	ЛЭП	EquipmentContainer
LoadNode	Нагрузочный узел	IdentifiedObject
ModeParameters	Режимные параметры	IdentifiedObject
ModeParametersCounter	Расчетчик режимных параметров	
NodeVoltage	Узловое напряжение	ModeParameters
NodeVoltageCounter	Расчетчик узловых напряжений	ModeParametersCounter
PowerLoad	Значение полной, активной и реактивной мощности, протекающей по участку линии	SegmentParameters
PowerLoadCounter	Расчетчик перетоков полной мощности, протекающих по участкам линий	ModeParametersCounter
PowerLosses	Потери активной мощности	SegmentParameters
PowerLossesCounter	Расчетчик потерь активной мощности	ModeParametersCounter

PowerSystemResource	Обобщенный объект энергосистемы	IdentifiedObject
PowerTransformer	Силовой трансформатор	ConductingEquipment
Recloser	Секционирующий пункт	ConductingEquipment
RecloserManager	Класс, выполняющий формирование и решение задачи комбинаторной оптимизации методом ветвей и границ. Результатом решения является вектор целевых состояний реклоузеров	
SegmentParameters	Режимные параметры участков линий	ModeParameters
Substation	Подстанция	EquipmentContainer
TargetTopology	Содержит целевые положения реклоузеров	
TemperatureDependentLimitPoint	Строка таблицы зависимости эксплуатационных ограничений/пределов от температуры	
TemperatureDependentLimitTable	Таблица зависимости эксплуатационных ограничений/пределов от температуры	IdentifiedObject
TopologyManager	Класс объектов, индикаторов изменения схем линий между циклами расчетов	IdentifiedObject

Таблица Е.2 - Спецификация атрибутов

Наименование атрибута	Тип данных	Описание	Класс атрибута
currentLimitValue	double	Пропускная способность участка линии, А	ACLineSegment
finishNodeNumber	integer	Порядковый номер конечного узла, к которому присоединен участок	
headSegment	boolean	Присваивается значение "истина" если участок головной.	
		Присваивается значение "ложь" если участок не является головным	
lineName	string	Наименование линии, к которой относится участок	
lineNumber	integer	Номер линии, к которой относится участок	
r	double	Активное сопротивление, Ом	
segmentNumber	integer	Порядковый номер участка	
startNodeNumber	integer	Порядковый номер начального узла, к которому присоединен участок	
x	double	Реактивное сопротивление, Ом	
busbarSectionNumber	integer	Номер секции шин	BusbarSection
measurmentVoltage	double	Измеренное значение напряжения, кВ	
retedVoltageValue	double	Напряжение, кВ	
substationName	string	Диспетчерское наименование подстанции, к которой относится секция шин	
substationNumber	integer	Порядковый номер подстанции, к которой относится секция шин	

Продолжение таблицы Е.2

lineName	string	Наименование линии, к которой относится узел	ConnectivityNode
lineNumber	integer	Номер линии, к которой относится узел	
nodeNumber	integer	Порядковый номер узла	
lineName	string	Наименование линии, в ячейке которой установлен трансформатор тока	CurrentTransformer
lineNumber	integer	Порядковый номер линии, в ячейке которой установлен трансформатор тока	
ratedCurrent	double	Номинальный ток, А	
substationName	string	Наименование подстанции, на которой установлен трансформатор тока	
substationNumber	integer	Номер подстанции, на которой установлен трансформатор тока	
name	string	Наименование объекта информационной модели	IdentifiedObject

busbarSection1Number	integer	Номер секции шин на начальной питающей подстанции, к которой присоединена линия	Line
busbarSection2Number	integer	Номер секции шин на конечной питающей подстанции, к которой присоединена линия	
energizingSubstation1Name	string	Диспетчерское наименование первой питающей подстанции	
energizingSubstation1Number	integer	Номер первой питающей подстанции	
energizingSubstation2Name	string	Диспетчерское наименование второй питающей подстанции	
energizingSubstation2Number	integer	Номер второй питающей подстанции	
headSegmentLoad	double	Загрузка головного участка, кВА	
lineNumber	integer	Номер линии	
operationalCondition	boolean	Эксплуатационное состояние линии. Присваивается значение "истина" если линия имеет состояние "в работе".	
		Присваивается значение "ложь" если линия имеет состояние "выведена из работы".	
powerSupplyQuantity	integer	Количество источников питания	

Продолжение таблицы Е.2

ativeLoad	double	Измеренное значение активной мощности нагрузки, кВт	LoadNode
fullLoad	double	Измеренное значение полной мощности нагрузки, кВА	
lineName	string	Наименование линии, к которой присоединена нагрузка	
lineNumber	integer	Порядковый номер линии, к которой присоединена нагрузка	
nodeNumber	integer	Номер узла, к которому присоединена нагрузка	
reactiveLoad	double	Измеренное значение реактивной мощности, кВАр	
lineName	string	Наименование линии	ModeParameters
lineNumber	integer	Порядковый номер линии	
recloserNumber	integer	Порядковый номер разомкнутого реклоузера	
value	double	Численное значение режимного параметра	
nodeNumber	integer	Порядковый номер узла	NodeVoltage

Продолжение таблицы Е.2

powerLimit	double	Коэффициент длительно допустимой нагрузки	PowerTransformer
powerReserve	double	Резерв мощности, учитывающий загрузку линий с одним источником питания и участков линий с двумя источниками	
		питания, выведенных из работы	
ratedS	double	Номинальная полная мощность, МВА	
substationName	string	Наименование подстанции, на которой установлен трансформатор	
substationNumber	integer	Порядковый номер подстанции, на которой установлен трансформатор	
temperature	double	Значение температуры окружающей среды	
transformerNumber	integer	Номер трансформатора	Recloser
analyzeResult	boolean	Присваивается значение "истина" если возможна организация разрыва на данном реклоузере. Присваивается значение	
		"ложь" если не возможна организация разрыва на данном реклоузере.	
lineName	string	Наименование линии, на которой установлен реклоузер	

Продолжение таблицы Е.2

lineNumber	integer	Порядковый номер линии, на которой установлен реклоузер	Recloser
nodeNumber	integer	Номер узла, к которому присоединен реклоузер	
open	boolean	Если присвоено значение «Истина», фактическое коммутационное положение «Отключен»	
recloserNumber	integer	Порядковый номер реклоузера	
finishNodeNumber	integer	Порядковый номер конечного узла участка	SegmentParameters
segmentNumber	integer	Порядковый номер участка	
startNodeNumber	integer	Порядковый номер начального узла участка	
substationName	string	Диспетчерское наименование подстанции	Substation
substationNumber	integer	Порядковый номер подстанции	
lineNumber	integer	Номер линии	TargetTopology
recloserNumber	integer	Номер реклоузера	
targetQuantity	boolean	Целевое положение реклоузера	

Продолжение таблицы Е.2

		Отношение значения эксплуатационного ограничения/предела для заданной температуры к нормальному значению эксплуатационного ограничения/предела, %	TemperatureDependentLimitPoint
limitPercent	double		
temperature	double	Температура, С	
		Присваивается значение "истина" если схема между циклами расчетов изменена. Присваивается значение "ложь" если схема между циклами расчетов не менялась	TopologyManager
topologyChange	boolean		

Таблица Е.3 - Спецификация операций

Наименование операции	Описание	Класс, выполняющий операцию
getFinishNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута finishNodeNumber	ACLineSegment
getHeadSegment ()	Отправка текущего значения атрибута headSegment	
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута lineNumber	
getR ()	Отправка текущего значения атрибута r	
getSegmentNumber ()	Отправка текущего значения атрибута segmentNumber	
getStartNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута startNodeNumber	
getX ()	Отправка текущего значения атрибута x	

getBusbarSectionNumber ()	Отправка текущего значения атрибута busbarSectionNumber	BusbarSection
getMeasurmentVoltage ()	Отправка текущего значения атрибута measurmentVoltage	
getSubstationNumber ()	Отправка текущего значения атрибута substationNumber	
formComandSequence ()	Формирование последовательности управляющих команд	ComandManager
headSegmentAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру участка линии параметр headSegment	
recloserAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру реклоузера параметр analyzeResult класса Recloser	
schemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	
getCurrentLoad ()	Отправка текущего значения атрибута value	CurrentLoad
currentLoadCount ()	Расчет токовых нагрузок линий	CurrentLoadCounter
schemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	
getRatedCurrent()	Отправка текущего значения атрибута	CurrentTransformer
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getSubstationNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	

equipmentAnalyze ()	Сравнение токовых нагрузок оборудования с номинальными параметрами	EquipmentAnalyzer
shemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	
getBusbarSection1Number ()	Отправка текущего значения атрибута	Line
getBusbarSection2Number ()	Отправка текущего значения атрибута	
getEnergizingSubstation1Number ()	Отправка текущего значения атрибута	
getEnergizingSubstation2Number ()	Отправка текущего значения атрибута	
getHeadSegmentLoad ()	Отправка текущего значения атрибута	
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getOperationalCondition ()	Отправка текущего значения атрибута	
getPowerSupplyQuantity ()	Отправка текущего значения атрибута	
getActiveLoad ()	Отправка текущего значения атрибута	LoadNode
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getReactiveLoad ()	Отправка текущего значения атрибута	
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута lineNumber	NodeVoltage
getNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута nodeNumber	
getNodeVoltage ()	Отправка текущего значения атрибута value	

nodeVoltageCorrect ()	Коррекция узловых напряжений ранее рассчитанного режима с применением матриц чувствительности	NodeVoltageCounter
nodeVoltageCount ()	Расчет узловых напряжений методом Ньютона-Рафсона	
schemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	
getActiveLoad ()	Отправка текущего значения атрибута activeLoad	PowerLoad
getFullLoad ()	Отправка текущего значения атрибута fullLoad	
getReactiveLoad ()	Отправка текущего значения атрибута reactiveLoad	
powerLoadCount ()	Расчет перетоков полной мощности, протекающих по участкам линий	PowerLoadCounter
schemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	
getPowerLosses ()	Отправка текущего значения атрибута value	PowerLosses
powerLossesCount ()	Расчет потерь активной мощности в участках линий	PowerLossesCounter
schemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	

getPowerLimit ()	Отправка текущего значения атрибута	PowerTransformer
getRatedS ()	Отправка текущего значения атрибута	
getSubstationNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getTransformerNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
powerLimitCount ()	Расчет резерва мощности	
getAnalyzeResult ()	Отправка текущего значения атрибута	Recloser
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
getRecloserNumber ()	Отправка текущего значения атрибута	
countTargetTopology ()	Формирование и решение задачи комбинаторной оптимизации методом ветвей и границ. Результатом решения является вектор целевых состояний реклоузеров	RecloserManager
recloserAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящей в соответствие номеру реклоузера значение атрибута analyzeResult	
schemeAnalyze ()	Формирование зависимости, ставящую в соответствие номеру линии ее эксплуатационное состояние	

Продолжение таблицы Е.3

getFinishNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута finishNodeNumber	SegmentParameters
getLineNumber ()	Отправка текущего значения атрибута lineNumber	
getRecloserNumber ()	Отправка текущего значения атрибута recloserNumber	
getSegmentNumber ()	Отправка текущего значения атрибута segmentNumber	
getStartNodeNumber ()	Отправка текущего значения атрибута startNodeNumber	
getTargetQuantity ()	Отправка текущего значения атрибута targetQuantity	TargetTopology
getPowerLimit ()	Отправка текущего значения атрибута limitPercent	TemperatureDependentLimitTable
getTopologyChange ()	Отправка текущего значения атрибута topologyChange	TopologyManager

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Диаграммы активностей фрагментов взаимодействий структурной модели системы оптимального управления конфигурацией распределительной электрической сети

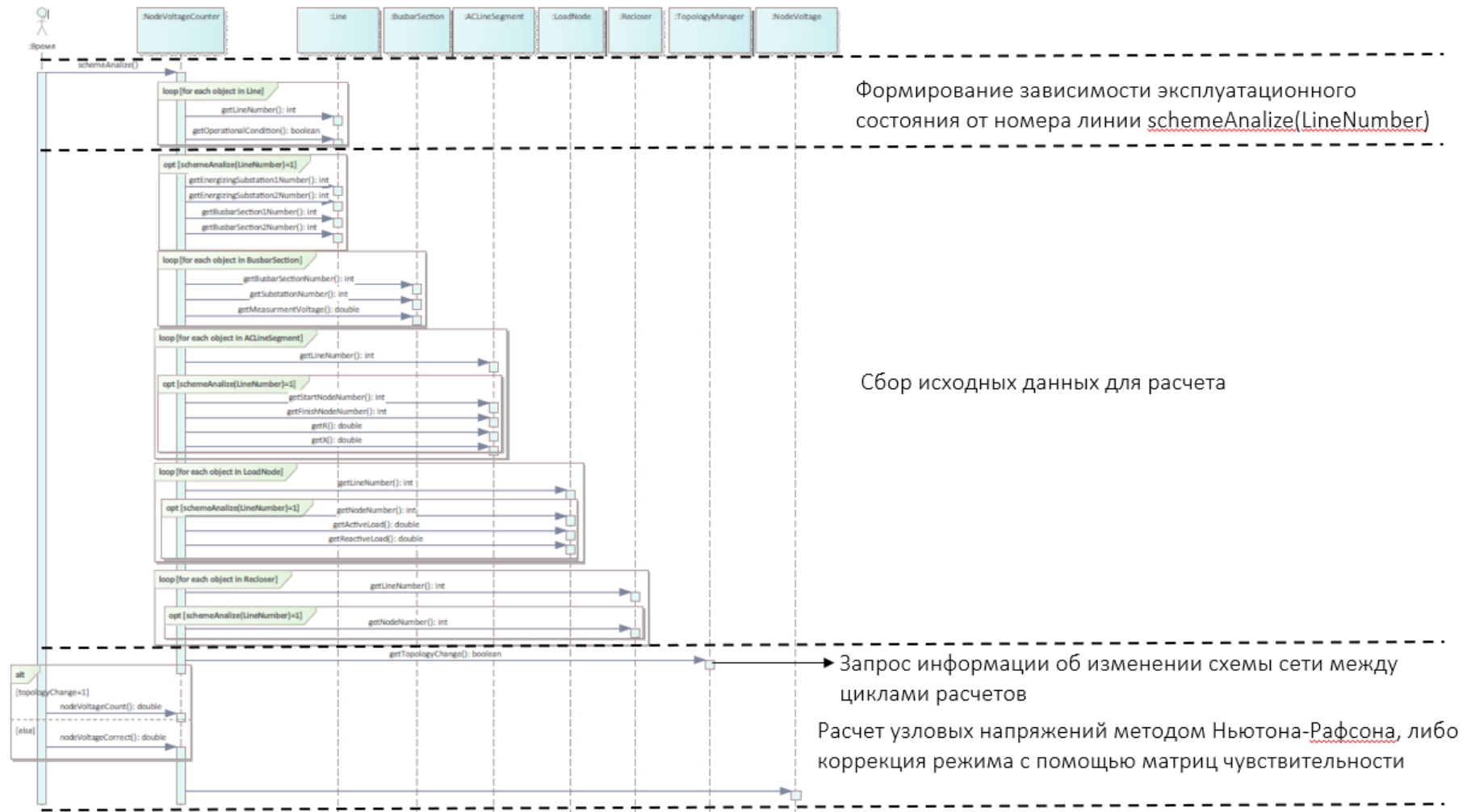


Рисунок Ж.1 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия NodeVoltageCount

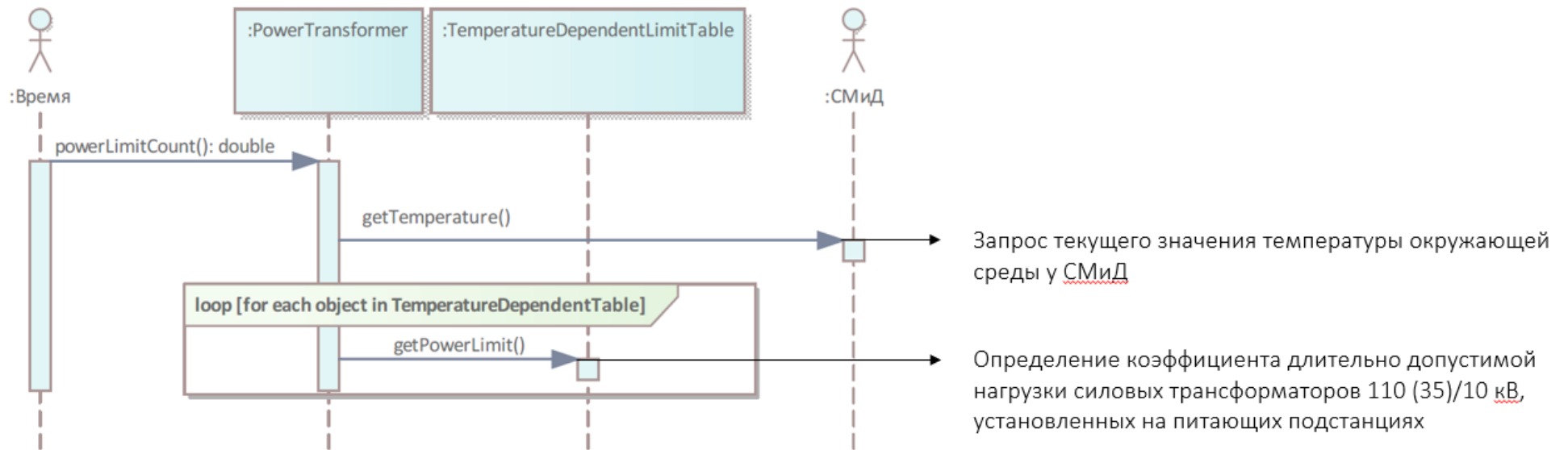


Рисунок Ж.2 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия `PowerLimitCount`

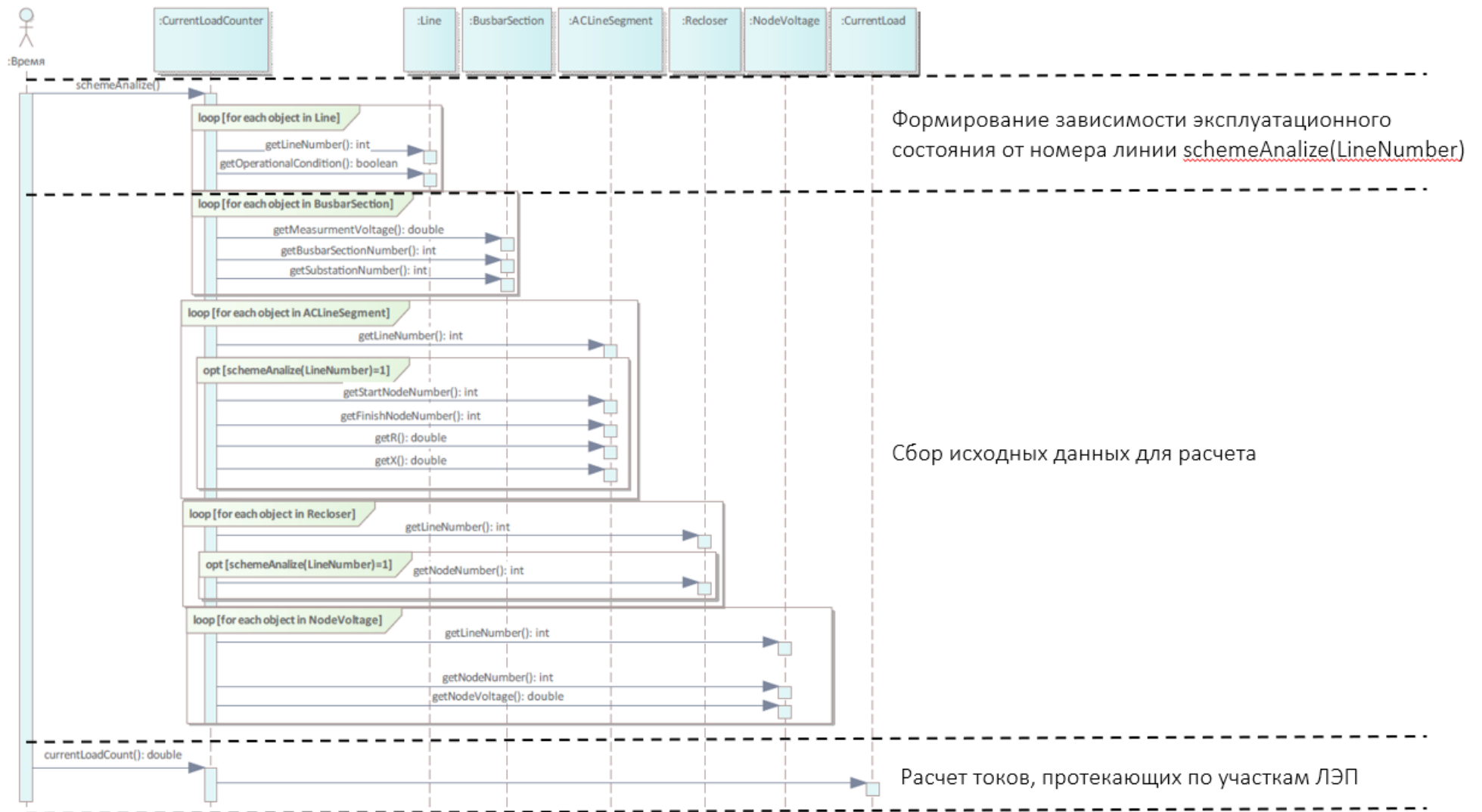


Рисунок Ж.3 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия CountCurrentLoad

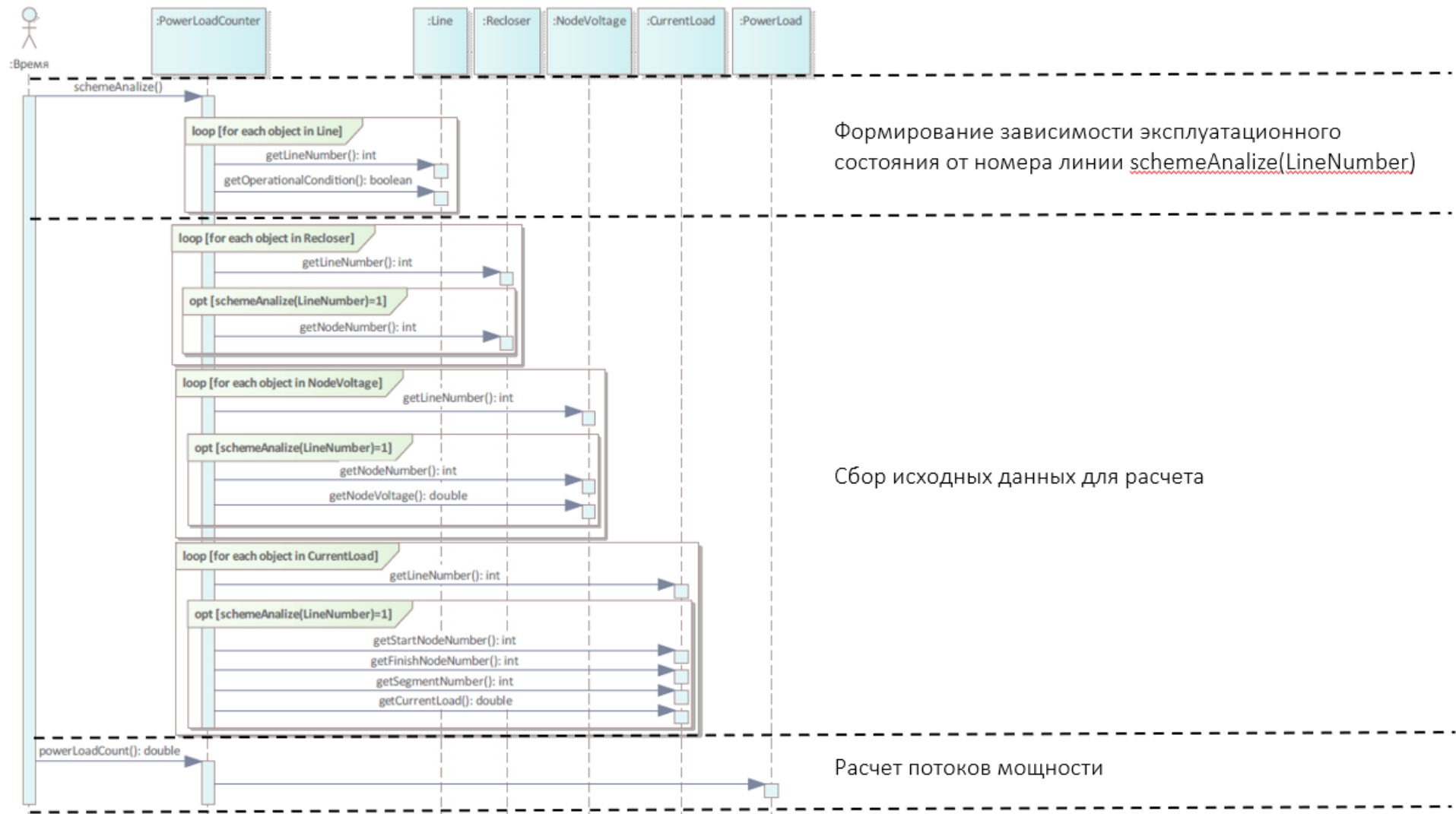


Рисунок Ж.4 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия CountPowerLoad

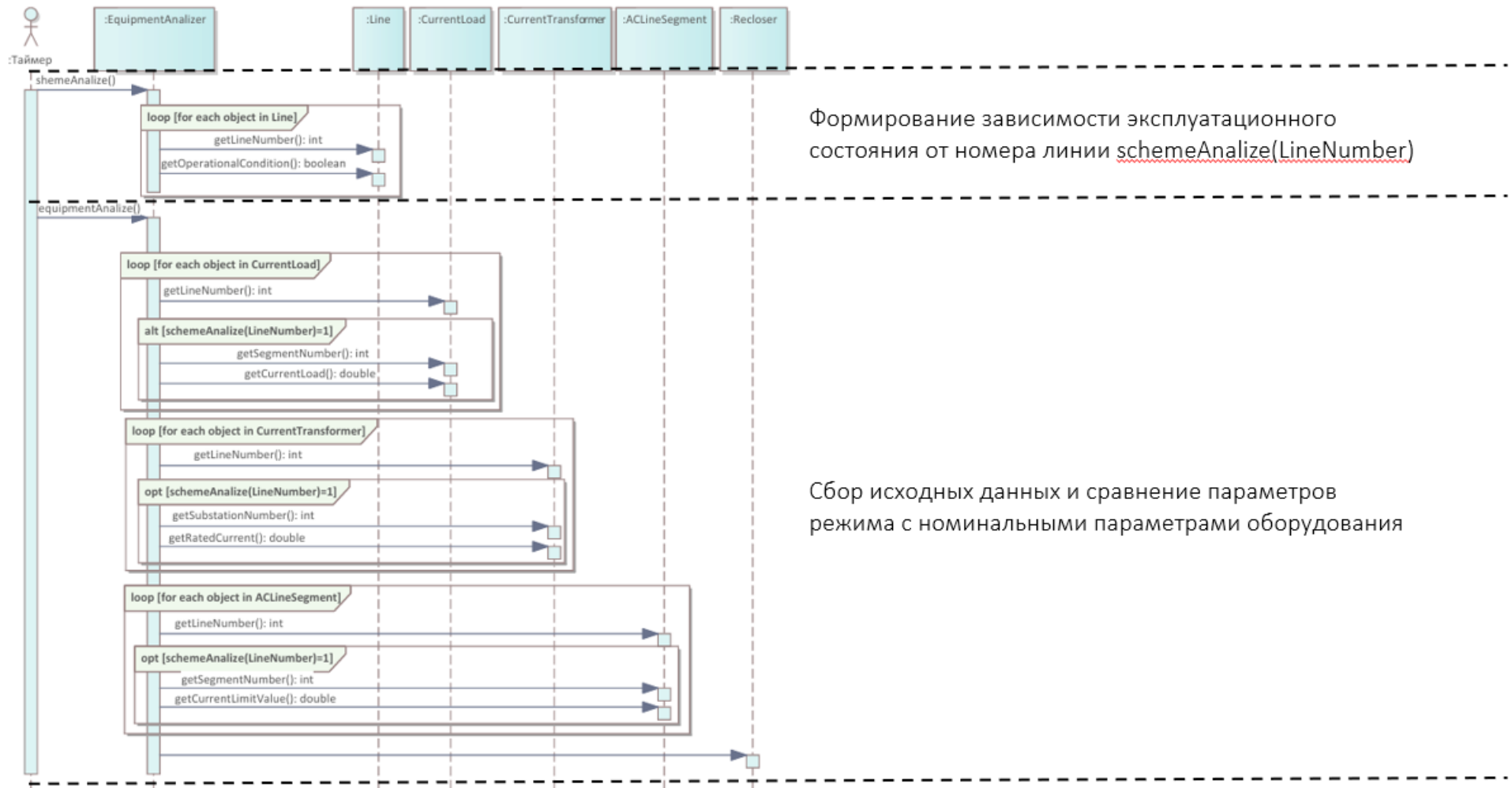


Рисунок Ж.5 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия EquipmentAnalyze

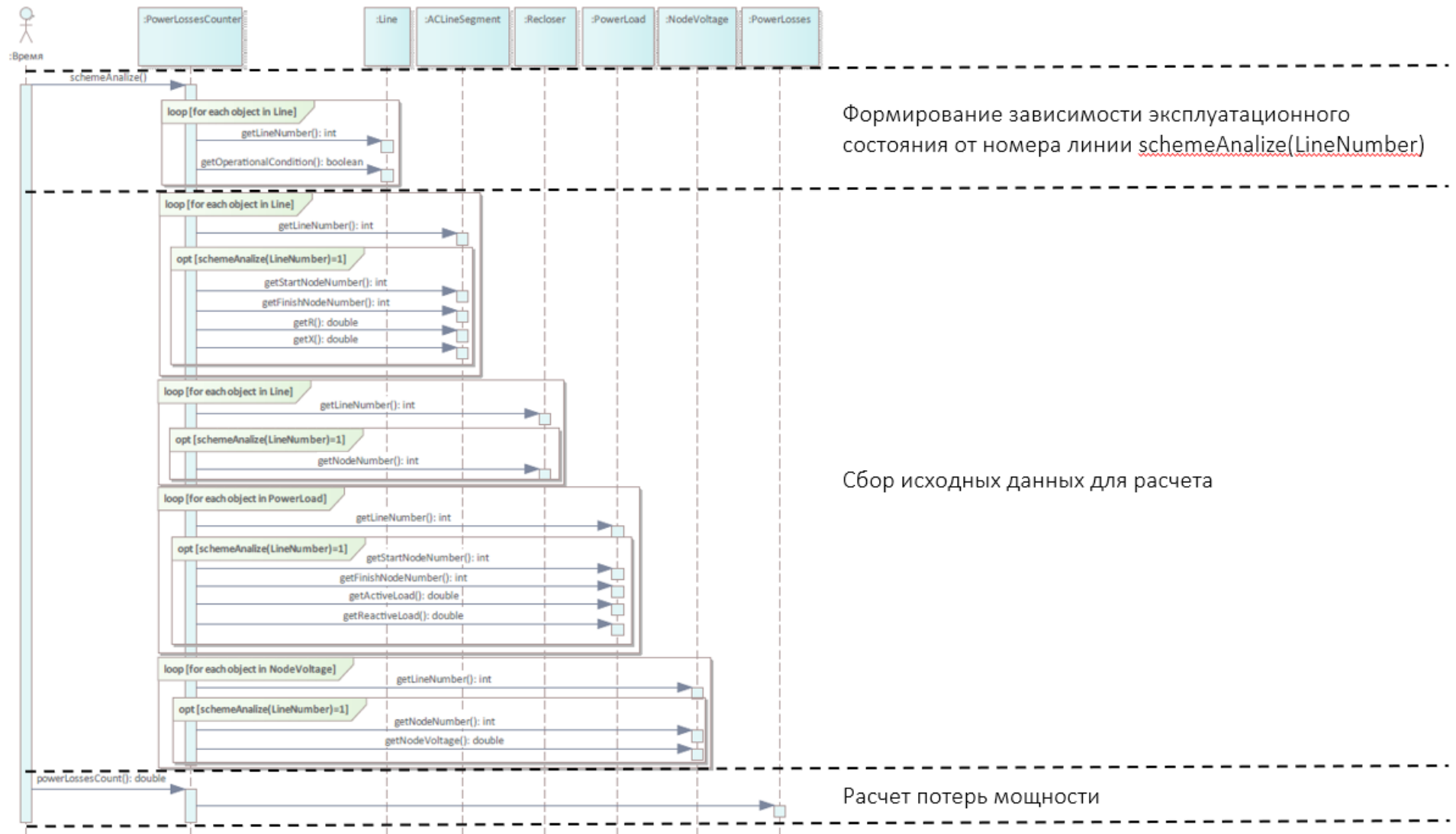


Рисунок Ж.6 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия CountPowerLosses

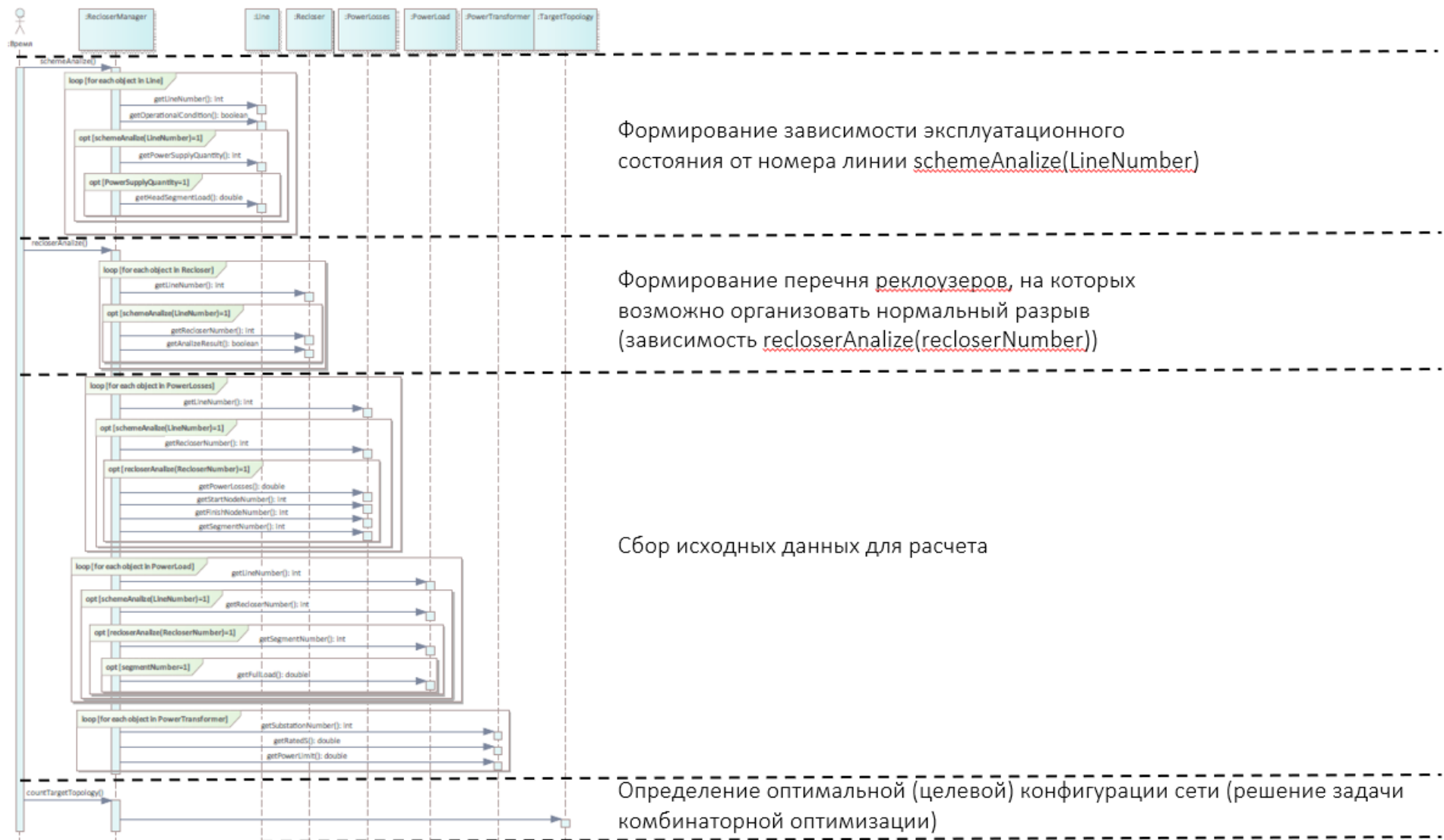


Рисунок Ж.7 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия TargetTopologyCount

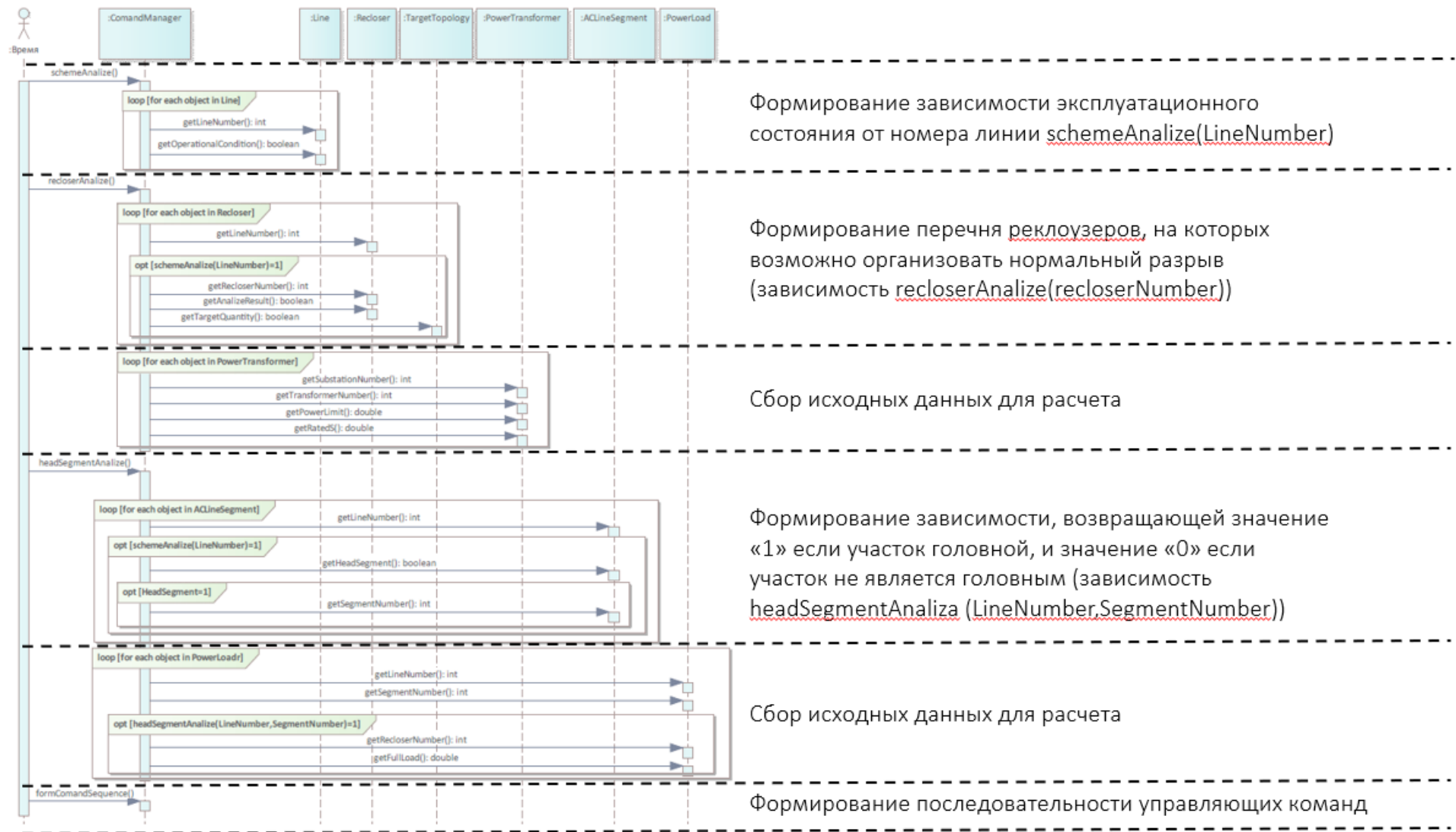


Рисунок Ж.8 – Диаграмма активностей фрагмента взаимодействия FormComandSequence

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – Акты внедрения



Филиал АО «Россети Тюмень»
Тюменские электрические сети

Российская Федерация, 625002,
г. Тюмень, ул. Даудельная, д. 44
+7 (3452) 59-62-59
tes@te.ru, www.te.ru

**Акт
о внедрении в эксплуатацию программных комплексов**

Филиалом АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети приняты в эксплуатацию следующие программные комплексы, разработанные Рохловым В.А. в ходе диссертационного исследования:

1. Определение оптимальных, с точки зрения минимизации потерь, мест нормальных разрывов в распределительной сети 6-10 кВ (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021619480);

2. Расчет и коррекция параметров режима работы ЛЭП для решения задачи оптимальной реконфигурации сети (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025664979);

3. Формирование последовательности управляющих команд, направляемых реклоузерам при оптимальной реконфигурации сети (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025663090);

4. Определение режима управления реклоузерами в составе автоматизированной системы (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №202566854);

5. Определение оптимальных мест нормальных разрывов в распределительной электрической сети среднего напряжения (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025662563).

Опыт эксплуатации подтвердил правильность заложенных в алгоритмы принципов, работоспособность программных комплексов и приемлемую для анализа форму представления результатов.

Применение указанных программных комплексов позволяет снизить уровень технических потерь электроэнергии в воздушных и кабельно-воздушных линиях класса напряжения 10 кВ с несколькими источниками питания с учетом всех необходимых схемных и режимных ограничений, а также эксплуатационных состояний элементов электрической сети.

И.о. первого заместителя
директора – главного инженера



Е.Н. Гордеев



Филиал АО «Россети Тюмень»
Тюменские электрические сети

Российская Федерация, 625002,
г. Тюмень, ул. Давуровская, д. 44
+7 (3452) 59-62-59
tes@te.ru, www.te.ru

Акт внедрения научных результатов

Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационной работы Рохлова В.А. в филиале АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети.

Математическая модель распределительной электрической сети для решения задачи определения оптимальной конфигурации по критерию минимума потерь мощности и алгоритм расчета и коррекции параметров режима работы ЛЭП применяются в филиале АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети при организации нормальной схемы сети 10 кВ, питающей коммунально-бытовых потребителей на территории Тюменского муниципального района.

Применение указанных результатов диссертационной работы позволяет снизить уровень технических потерь электроэнергии в воздушных и кабельно-воздушных линиях класса напряжения 10 кВ с несколькими источниками питания с учетом всех необходимых схемных и режимных ограничений.

И.о. первого заместителя
директора – главного инженера



Е.Н. Гордеев