

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Энергосбережение в электрических сетях напряжением 220 кВ
Комсомольского района Хабаровского края

Исполнитель
студент группы 042 ом _____ А.О. Ставнистов

Руководитель
профессор, канд. техн. наук, _____ Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
профессор, докт. техн. наук _____ Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук, _____ А.Н. Козлов

Рецензент

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации Ставнистова Алексея Олеговича

1. Тема магистерской диссертации: Энергосбережение в электрических сетях напряжением 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации 01.06.2022

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

Современное состояние энергосбережения в электрических сетях, структурный анализ схемно-режимной ситуации Комсомольского района Хабаровского края, внедрение мероприятий по повышению энергосбережения и энергоэффективности в Комсомольском районе Хабаровского края, расчет экономического эффекта от проведения мероприятий по повышению энергоэффективности.

5. Перечень материалов приложения: Приложение А Схема утяжелённого режима 2021 года; Приложение Б Схема нормального режима 2026 года; Приложение В Схема послеаварийного режима 2026 года.

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов): _____

7. Дата выдачи задания 08.02.2022

Руководитель магистерской диссертации: Мясоедов Юрий Викторович, кандидат техн. наук, профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 141 страницу, 18 рисунков, 86 таблиц, 22 формулы, 3 приложения, 103 источника.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АКТИВНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ, FACTS, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Магистерская диссертация посвящена решению задачи энергосбережения в электрической сети напряжением 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края.

Для исследуемого эквивалента электрической сети проведен анализ схемно-режимной ситуации, на основе которого определена оптимизируемая величина – суммарные активные потери в схеме. Управление потерями выполнено за счёт внедрения КУ и управления активной генерацией на электрических станциях. С этой целью разработан и автоматизирован подход к проведению энергосберегающих мероприятий, по итогам которого определено оптимальное соотношение генерации активной мощности между электростанциями, суммарная мощность КУ, выбраны марки внедряемого оборудования и электрических аппаратов. Рассчитаны параметры режимов текущего и прогнозного года с учетом внедряемого оборудования, достигнуты оптимальные значения параметров режима.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Современное состояние энергосбережения в электрических сетях	11
2 Структурный анализ схемно-режимной ситуации Комсомольского района Хабаровского края	26
2.1 Характеристика источников питания	26
2.2 Структурный анализ сети	31
2.3 Расчет и анализ установившихся режимов	36
3 Внедрение мероприятий по повышению энергосбережения и энергоэффективности в Комсомольском районе Хабаровского края	77
3.1 Проработка подхода к проведению энергосберегающих мероприятий на объекте исследования	78
3.2 Реализация энергосберегающих мероприятий в модели эквивалента электрической сети	79
3.3 Выбор средств технической реализации проекта	87
3.4 Проверка выбранного оборудования на расчетных схемах	90
3.5 Расчет показателей надежности вводимого оборудования	109
4 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий по повышению энергоэффективности	114
4.1 Расчет затрат проекта	114
4.2 Расчет экономического эффекта	116
4.3 Оценка рентабельности проекта	117
Заключение	120
Библиографический список	122
Приложение А Схема утяжелённого режима 2021 года	139
Приложение Б Схема нормального режима 2026 года	140
Приложение В Схема послеаварийного режима 2026 года	141

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
- АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии;
- БСК – батарея статических конденсаторов;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГОСТ - государственный стандарт;
- КУ - компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линии электропередачи;
- СК - статические компенсаторы;
- ФПУ - фазоповоротные устройства;
- ЧД – чистый доход;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- ШР – шунтирующий реактор;
- ЭЭС - электроэнергетическая система;
- FACTS - flexible alternative current transmission systems.

ВВЕДЕНИЕ

Потери электрической энергии являются одним из важнейших показателей эффективности эксплуатации электрической сети. Значение суммарных активных потерь в схеме – наглядный показатель качества эксплуатации сети и электрических объектов, эффективности использования энергоресурсов, показатель качества, надёжности и безопасности эксплуатации схемы, критерий безаварийности эксплуатации и оптимальности развития схемы.

Превышение значения потерь электроэнергии над суммарной генерацией свидетельствует о низком качестве проектирования объектов электроэнергетики, что влечет за собой накопление проблем, требующих безотлагательного решения. Рост потерь электроэнергии также обусловлен недостатком инвестиций в реконструкцию и развитие схемы. Снижение инвестиционных потоков приводит к физическому и моральному износу силовых объектов, снижению качества поставляемой электроэнергии, снижению технических характеристик и срока эксплуатации объектов всей энергосистемы, что в последствии влечет новый виток снижения показателей энергоэффективности.

Решение проблемы энергоэффективности предполагает комплексный подход к проведению реконструкции и модернизации схемы электрической сети, техническое перевооружение схемы, совершенствование способов к обнаружению существующих проблем, развитие силовых объектов электроэнергетики и приборов учета электроэнергии, повышение эффективности сбора денежных средств за реализацию электроэнергии и эффективности их использования.

Технологические потери электрической энергии при её передаче и распределении в электросетях являются приемлемыми, если они не превосходят 4–5 % по отношению к суммарной генерации электроэнергии. Максимально допустимым значением относительных потерь электроэнергии

считается значение 10 %, в противном случае электрическая сеть является неэффективной для эксплуатации. Анализ показателей энергоэффективности электрических систем России позволил заключить, что значение относительных потерь электроэнергии превосходит предельное значение в 1,5–2 раза в большинстве рассмотренных схем, это свидетельствует об актуальности проведения мероприятий по энергосбережению в электрических сетях.

В ходе прохождения преддипломной практики был произведен анализ современного состояния электрических сетей Дальнего востока, по итогам которого объектом исследования выбрана электрическая сеть напряжением 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края. Выбранный район характеризуется слабым техническим оснащением сети, электрооборудование технически и морально устарело, схема нуждается в проведении мероприятий по модернизации и реконструкции. Рассматриваемый район имеет потенциал при решении задачи энергосбережения. Проведение мероприятий по энергосбережению позволит снизить технологические потери схемы, снизить затраты на покрытие потерь электроэнергии и, как следствие, увеличить объём денежных потоков, которые будут направлены на дальнейшую модернизацию схемы. Также данные мероприятия позволят обеспечить наилучшие технико-экономические показатели схемы, что повысит эффективность и безопасность её эксплуатации.

Объектом исследования диссертации является эквивалент электрической сети напряжением 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края.

Предметом исследования является энергосбережение в электрических сетях.

Цель диссертационного исследования – разработка и автоматизация подхода к проведению мероприятий по энергосбережению электрической сети напряжением 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края, выбор

средств технической реализации проекта, их апробация на моделях эквивалента электрической сети, экономическое обоснование предлагаемых мероприятий.

Поставленная цель диссертационного исследования представлена следующими задачами:

- анализ схемно-режимной ситуации эквивалента электрической сети в текущем и прогнозном году эксплуатации, определение слабых мест схемы;
- разработка и автоматизация подхода к проведению энергосбережения;
- апробация метода на модели эквивалента сети Комсомольского района Хабаровского края напряжением 220 кВ;
- выбор числа и параметров оборудования для реализации предлагаемых мероприятий;
- расчет показателей надежности ПС с учетом ввода нового оборудования;
- расчёт показателей экономической эффективности проекта.

Инструментами реализации поставленных задач являются:

- литературный обзор актуальных источников по поставленной проблеме,
- прогнозирование узловых нагрузок методом сложных процентов,
- применение современных пакетов прикладных программ.

Научная новизна магистерской диссертации заключается в оригинальном подходе к проведению энергосбережения, в ходе которого определены значения активной генерации на электрических станциях, при этом для каждого расчетного режима проведена его оптимизация по критерию минимальных технологических потерь в схеме и обеспечено соответствие параметров режима требованиям ГОСТ.

Практическая значимость результатов магистерской диссертации заключается в возможности применения результатов исследования на схеме

реального объекта электросети, достижении оптимальных значений параметров режима рассмотренной сети, применения разработанной методики для проведения энергосбережения в различных электрических сетях, применения полученных результатов в качестве критериев для обоснования мероприятий по улучшению схемы Комсомольского района Хабаровского края.

В первой главе представленной работы произведен анализ актуального состояния энергосбережения в электрических сетях напряжением 220 кВ. Рассмотрены подходы к проведению энергосберегающих мероприятий, рассмотрены критерии повышения энергоэффективности, дан анализ зависимости этих критериев при изменении активной и реактивной мощности в электрической сети, приведен состав и параметры электрооборудования последнего поколения, позволяющего достичь желаемого эффекта, выбрана платформа для моделирования эквивалента сети.

Во второй главе магистерской диссертации выполнен анализ схемно-режимной ситуации объекта исследования. Приведена характеристика источников питания эквивалента, изложен перечень силового оборудования на электрических станциях, определена установленная мощность каждой станции. Рассчитаны и проанализированы режимы объекта исследования в текущем и прогнозном году, рассмотрены схемы нормального и послеаварийного режимов максимальных и минимальных нагрузок, определены технологические потери каждого режима. Выявлены слабые места схемы, поставлены задачи на их устранения.

Третья глава диссертационного исследования посвящена энергосбережению в рассматриваемой электрической сети. Сформулирован, автоматизирован и опробован подход к реализации поставленной задачи. Разработанный алгоритм позволил одновременно учесть активную генерацию на электростанциях и оптимизировать схему по критерию наименьших потерь при соблюдении требованиям к качеству

электроэнергии. Построены зависимости контролируемых величин от мощности активной генерации, выбран оптимальный режим и определена мощность КУ в этом режиме. Выбрано оборудование для технической реализации, определены его марки и параметры. Проведен расчет режимов модели электросети с учетом нового оборудования, подтверждена его техническая эффективность.

В четвертой главе представленной работы определены показатели экономической эффективности разработанного проекта. Вычислены: приведенные и дисконтированные затраты, экономический и системный эффект, чистый и чистый дисконтированный доход, рентабельность и срок окупаемости инвестиций. Доказана экономическая эффективность предлагаемых мероприятий.

В заключении изложены основные результаты диссертационного исследования.

Платформой для моделирования эквивалента электрической сети выбран ПВК RastrWin3.

RastrWin3 - программно-вычислительный комплекс, позволяющий решить ряд инженерных задач, а именно: расчет и анализ установившихся режимов электрической сети, эквивалентирование исходной схемы, оптимизация режимов работы по критерию минимальных активных потерь в схеме при соблюдении требований к качеству поставляемой электроэнергии. Выбранный ПВК позволяет производить расчеты по студенческой лицензии.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Энергоэффективность является одним из ключевых направлений технологического развития электрических сетей России. Уровень потерь электрической энергии в электросетях является одним из основных показателей эффективности их работы, индикатором продуктивности работы энергоснабжающих организаций.

Для современных электрических сетей России фактические потери электрической энергии оценивают в 120 млрд. кВт*ч в год. Значение потерь электроэнергии относительно суммарного отпуска составляет 13,1 %, что в 1,5–2 раза превосходит относительные потери в электрических сетях развитых стран.

Значительное превышение фактических потерь предполагает комплексного подхода к решению задачи энергосбережения. Опыт эксплуатации показывает, что в электрических сетях с адекватным значением относительных потерь недостаток внимания к проблеме энергоэффективности непременно приведет к росту потерь электроэнергии.

Низкая энергоэффективность электрических сетей обусловлена следующими факторами:

- эксплуатация физически и морально устаревшего силового оборудования;
- низкое качество проектирования электрических сетей, неоптимальные режимы её работы;
- отсутствие мотивации и квалификации сотрудников электросетевых организаций для проведения мероприятий по повышению энергоэффективности электросети;
- хищение электроэнергии и несовершенство законодательной базы для её пресечения;

- эксплуатация приборов учета отпуска и потребления электроэнергии с недопустимыми погрешностями измерения;
- применение устаревших подходов к определению технологических потерь электроэнергии.

Таким образом, при известных причинах низких показателей энергоэффективности, электрические сети обладают потенциалом для проведения энергосберегающих мероприятий. Резерв снижения потерь электрической энергии оценивают в 15–25 % млрд. кВт*ч в год.

Проведение мероприятий по энергосбережению позволит получить следующие эффекты:

- сокращение потерь денежных потоков на покрытие потерь электроэнергии, их аккумуляция и направление инвестиций на модернизацию и реконструкцию электрической сети;
- снизить потоки мощностей в электрических сетях и тем самым обеспечить возможность подключения новых потребителей;
- снизить расход энергоресурсов, повысить экологичность работы электросети;
- уменьшить объёмы строительства электрических станций;
- уменьшить тарифы на услуги по передаче электроэнергии для конечных потребителей.

Фактические потери электроэнергии структурно представлены четырьмя укрупнёнными составляющими, каждая из которых имеет свою физическую природу:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло элементов электрических сетей;

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанции, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

3) недоучет электроэнергии, обусловленный большими отрицательными погрешностями приборов её учёта у потребителей по сравнению с аналогичными потребностями приборов, фиксирующих её поступления в сеть;

4) коммерческие потери, обусловленные хищением электроэнергии, несоответствием между показаниями счетчиков и оплатой электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции обусловлен погрешностями системы учёта электрической. Это является недостатком существующей системы отчётности, не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и о целесообразных направлениях работ по их снижению.

Технические потери рассчитывают на основании известных законов электротехники, так как все их составляющие имеют математическое описание и алгоритмы расчета. Применение известных методов оптимизации позволяет количественно определить их экономически обоснованный уровень и оценить имеющиеся резервы снижения.

Расход электрической энергии на собственные нужды подстанций регистрируется счётчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд. Имеются нормативные документы, устанавливающие нормы расхода. Разность между этими величинами является резервом снижения этой составляющей потерь.

Потери, обусловленные погрешностями учёта, также могут быть рассчитаны на основе данных о метрологических характеристиках и условиях работы используемых приборов. Разработанная методология таких расчетов позволяет определить их экономически обоснованный уровень и оценить резервы снижения.

Сумму описанных трех составляющих потерь, обусловленных технологией производственного процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учёта её поступления и отпуска, называют

технологическими потерями [25-28]. Четвёртая составляющая - коммерческие потери - представляют собой воздействие человеческого фактора и включают в себя все проявления такого воздействия: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счётчиков, определение расчетным путём полезного потребления электроэнергии абонентами, временно подключаемыми без счётчиков.

Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими потерями и рассчитанными технологическими потерями. Определить экономически обоснованный их уровень математическими способами крайне сложно, так как эти потери в значительной степени определяются плохо формализуемыми факторами. Считается экономически целесообразным искать конкретные места хищений в таких объёмах, так как затраты на их поиск оказываются больше стоимости найденной электроэнергии.

Для всех составляющих отчетных потерь имеются свои механизмы их снижения, но приоритетными являются организационные мероприятия, поскольку не требуют капитальных вложений. Одним из таких мероприятий для снижения технологических потерь является оптимизация режима сети энергосистемы по напряжению. Регулирование напряжения — это одна из наиболее эффективных мер снижения потерь активной мощности питающей сети.

Фактические (отчетные) потери, определяются разницей показаний счетчиков поступления электроэнергии в сеть и ее полезного отпуска потребителям. Они включают в себя не только технические потери, но и потери коммерческого характера, обусловленные несовершенством способов определения полезного отпуска электроэнергии потребителям, в том числе и хищениями [15-19]. Для обоснования норматива потерь необходимо определить их структуру, оценить резервы снижения каждой составляющей и реальные объёмы их возможной реализации в планируемом периоде.

Оценка экономической эффективности мероприятий по энергосбережению показывают, что для снижения потерь электрической энергии на 1 млрд. кВт*ч в год затраты составят 0,8–3 млрд. руб. при их сроке окупаемости от двух до восьми лет. Снижение потерь электроэнергии требует затрат на проведение следующих мероприятий:

- мероприятия по модернизации электрического оборудования, внедрение силового оборудования последнего поколения, в том числе средств регулирования напряжения и КУ;
- внедрение автоматических систем коммерческого учета электрической энергии (АСКУЭ);
- модернизация и внедрение новых информационных технологий для расчёта фактического и прогнозируемого баланса электрической энергии в электросети, коммерческих и технических потерь в схеме, разработка подходов по повышению эффективности энергосбережения;
- проведение опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ, направленных на расчет и анализ потерь электрической энергии в электросети, разработка и совершенствование нормативных документов.

Перечень мероприятий по энергосбережению в электрических сетях сверхвысокого напряжения известен и представляют собой следующие подходы:

- модернизация структуры электрической сети, строительство новых ЛЭП, повышение пропускной способности существующих, снижение транзитных перетоков мощности;
- перевод электрической схемы на следующих класс номинального напряжения;
- внедрение активно-адаптивных устройств, развитие и эксплуатация возобновляемых источников электроэнергии (малых гидроэлектростанций, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т. п.) с целью обеспечения электроэнергией удалённых потребителей;

- внедрение гибких систем передачи переменного тока (FACTS) – компенсирующих устройств, токоограничивающих реакторов, фильтрокомпенсирующих устройств и т. п.

Основным и наиболее эффективным инструментом повышения энергоэффективности является внедрение устройств гибкой передачи переменного тока. Эти устройства дают возможность векторного регулирования параметров режима электрической сети, изменяя как действующее значение параметров, так и их фазу, что в совокупности существенно повышает качество регулирования параметров. Внедрение данных устройств позволяет повысить пропускную способность линий электропередачи, повысить устойчивость электросети, управлять потоками реактивной мощности в ветвях схемы, снизить загрузку силовых трансформаторов на подстанциях, повысить коэффициент мощности.

Принцип работы современных устройств FACTS основан на использовании мощных преобразовательных блоков на управляемых полупроводниковых элементах. Эти устройства многофункциональные, дают возможность регулировать продольные и поперечные параметры линий электропередачи, поддерживать желаемый уровень напряжения в узлах энергосистемы, снизить потери электроэнергии на участках сети.

Эффективным инструментом энергосбережения является оптимизация режимов работы электрической сети. Мероприятие пригодно для применения в сети с актуальными и перспективными параметрами состояния схемы, позволяют выполнить регулировку изменяемых величин при заданных критериях оптимизации.

Так же одним из основных и наиболее перспективных способов повышения энергоэффективности электрической сети является внедрение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), а также интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи

информации. При этом внедрение таких устройств – достаточно дорогостоящая задача, реализация которой требует поэтапного развития систем учета, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

Основным инструментом сокращения потребления энергии и, соответственно, повышения эффективности использования энергии на промышленных предприятиях является энергетический менеджмент. Энергетический менеджмент — это инструмент управления предприятием, который обеспечивает постоянное исследование и, стало быть, знание о распределении и уровнях потребления энергоресурсов на предприятии, а также об оптимальном использовании энергоресурсов, как для производства, так и для потребностей отопления и иных производственных нужд. Путем внедрения энергетического менеджмента можно получить более подробную картину потребления энергии, что позволит произвести сравнение уровней потребления с потреблением энергии на других предприятиях для точной оценки проектов экономии энергии, планируемых для внедрения на данном предприятии. Энергетический менеджмент начинается с назначения руководством предприятия в должности лица, ответственного за внедрение энергетического менеджмента на предприятии - энергетического менеджера. На этом же этапе формулируются основные цели и предполагаемые результаты, ожидаемые в последующие несколько лет. Успешное внедрение энергетического менеджмента в большей степени зависит от отношения к нему руководства предприятия. В случае если отношение положительное, и руководство проявляет инициативу, могут быть получены ощутимые результаты.

Приведенный перечень энергосберегающих мероприятий и их анализ даёт возможность заключить, что в настоящее время существует множество перспективных способов решения задачи энергосбережения, решающих экономические, экологические, научно-технические и социальные проблемы.

Оптимальным является широкомасштабное применение перечисленных подходов в разных кластерах электроэнергетической системы.

В силу существующих отличий структуры сетей и их протяженности норматив потерь для каждой энергоснабжающей организации представляет собой индивидуальное значение, определяемое на основе схем и режимов работы электрических сетей и особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии.

Для объективного технически и экономически обоснованного выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии, а также для определения объемов финансирования сроков реализации должны разрабатываться и утверждаться схемы развития электрических сетей на расчетный период.

При разработке схем развития рассматриваются следующие вопросы и принимаются по ним решения.

- 1) Оптимизация режимов работы электрической сети.

Проводится анализ существующих схем в части построения городских электрических сетей: двухлучевая; петлевая; смешанная с выполнением электрических расчетов и с оценкой двух режимов электрических сетей - для условий годового максимума и минимума нагрузок с учетом известных за период эксплуатации точек потокоузла в нормальном и в послеаварийном режимах. Рассчитываются потери электроэнергии в элементах сети, в линиях электропередачи, в трансформаторах. Определяется баланс активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков. Дается оценка эффективности работы сети по потерям электроэнергии, ее качеству у потребителя, загрузке сети реактивной мощностью и ее дефициту, надежности электроснабжения.

С учетом данных о росте нагрузок, существующих потребителей на расчетный период, данных о новых заявленных потребителях, планов городской застройки и перспективного развития формируется, дорабатывается схема развития на расчетный период, а также ее принципы

построения, уточняются точки потокоделов. Вновь выполняются электрические расчеты с оценкой двух режимов электрической сети - для условий годового максимума и минимума нагрузки с составлением нового баланса активной и реактивной мощностей в нормальном и послеаварийном режимах. По результатам электрических расчетов и данных полученных техническим аудитом, характеризующих физическое состояние электротехнического оборудования сетей, определяются объемы работ по его замене, по реконструкции и развитию электрических распределительных сетей, необходимых для приведения их к состоянию, при котором обеспечиваются оптимальные электрические потери, а также адаптация сетей к растущим электрическим нагрузкам.

2) Перевод электрической сети или её участков на более высокий класс напряжения.

С появлением в жилищном секторе современных многоэтажных зданий, удельное потребление на квартиру в которых превышает 20 кВт, необходимо рассматривать вопрос электроснабжения этих зданий по схеме глубокого ввода, сводя тем самым к минимуму появление новых кабельных линий напряжением 0,38 кВ.

При выполнении электрических расчетов с учетом роста нагрузок необходимо рассматривать возможность перевода участков сети на более высокий класс напряжения. Особенно это касается зон комплексной массовой застройки. Перевод сети на более высокий класс напряжения должен рассматриваться одновременно с режимами работы нейтрали (глухозаземленная или эффективно заземленная через резистор), с такими режимами работы нейтрали имеют меньшие потери электроэнергии за счет отсутствия дополнительного оборудования, необходимого для компенсации больших емкостных токов.

3) Компенсация реактивной мощности.

При разработке схем развития сетей на стадии определения баланса активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков на

расчетный период определяется дефицит реактивной мощности. На основании расчетных данных в схеме решаются вопросы необходимого количества устройств компенсации реактивной мощности, а также места их размещения. Приоритетным является размещение компенсирующих устройств непосредственно у потребителя, так как это коренным образом влияет на потери электроэнергии в сети и на ее качество у потребителя. Батарея статистических конденсаторов в данном варианте установки является одновременно и элементом регулирования напряжения.

4) Регулирование напряжения в линиях электропередачи.

Регулирование напряжения на центрах питания должно осуществляться по принципу встречного регулирования. На протяженных фидерах - в целях снижения потерь электроэнергии и обеспечения надлежащего уровня напряжения, в качестве регуляторов напряжения необходимо устанавливать конденсаторные батареи с автоматическим регулированием или вольтодобавочные трансформаторы, также с автоматическим регулированием напряжения.

5) Применение современного электротехнического оборудования, отвечающего требованиям энергосбережения.

Необходимо заменять силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд в случае, если они обладают большими потерями электроэнергии на перемагничивание сердечников, на трансформаторы с меньшими потерями, а также токоограничивающие реакторы на современные с большими индуктивными сопротивлением к токам КЗ и меньшими потерями в нормальном режиме.

При разработке рабочих проектов на реконструкцию и техническое перевооружение должно закладываться оборудование, отвечающее требованиям энергосбережения. Применение трансформаторов с сердечниками из аморфной стали, также позволит снизить потери. Применение измерительных трансформаторов тока и напряжения с высоким классом точности и замена индукционных счетчиков на электронные

позволит получать более объективную информацию о потерях в электрических распределительных сетях, снижая тем самым величину коммерческих потерь электроэнергии. Применение вольтодобавочных трансформаторов как линейных регуляторов напряжения позволяет не только снижать потери электроэнергии в сетях, но также решает вопрос адаптации линий электропередачи к изменению электрических нагрузок в сторону их роста - обеспечит нормированный уровень напряжения у потребителя.

б) Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды электроустановок.

Применение для электрообогрева зданий и сооружений подстанций, распределительных пунктов трансформаторных подстанций и т.д. нагревательных элементов с аккумуляторами тепла, позволяющих использовать электроэнергию на обогрев в ночной не пиковый период графика нагрузок позволит частично сократить потребление на собственные нужды на электросетевых объектах. Применение для освещения зданий и территорий люминесцентных светильников с максимальным использованием так называемого режима «дежурного света».

Оценку эффективности инновационных решений следует проводить на основе анализа инновационного потенциала и динамики развития инновационной деятельности конкретного предприятия.

Оценка экономической эффективности инновационных технологий в энергосбережении основана на сопоставлении сегодняшних капитальных затрат по проекту с окупающими их будущими возвратными денежными потоками. Соизмерение разновременных показателей осуществляется с учетом изменения реальной ценности денежных средств во времени путем приведения их к моменту начала реализации инновационного проекта.

Тем не менее, учитывая многообразие и высокую капиталоемкость вышеперечисленных мероприятий, а также принимая во внимание ограниченность средств на реконструкцию электрических сетей, необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению

технических потерь и оценке их сравнительной эффективности. В названных условиях ограниченных средств на развитие, модернизацию и техническое перевооружение электрических сетей становится все более очевидным, что вложенные средства в совершенствование системы учета окупаются значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности. Совершенствование учета электроэнергии в современных условиях позволяет получить прямой и достаточно быстрый эффект.

Основными методологическими подходами к проведению мероприятий по энергосбережению можно разделить на две группы:

- 1) средства управления потоками активной мощности;
- 2) средства управления потоками неактивной мощности.

К средствам управления потоками активной мощности относятся фазоповоротные устройства (ФПУ), которые являются основным инструментом минимизации потерь в электрических сетях. Такой эффект достигается при подключении ФПУ в определенных точках сети путем оптимального распределения потоков активной мощности между магистральными и распределительными линиями сети. ФПУ подразделяются на устройства трансформаторного (ФПТ) и электронного типа (ФПЭ), выполненные на базе средств преобразовательной техники.

В электрических сетях России ФПУ не нашли широкого применения. В странах СНГ ФПУ трансформаторного типа применяют в энергосистеме Казахстана. Причиной тому послужило нарастание дефицита мощностей в Актюбинском энергоузле. В связи со сложившимся положением и в целях обеспечения независимости Западной зоны ЕЭС республики от импорта электроэнергии было принято решение о строительстве ВЛ-500 кВ Северный Казахстан — Актюбинская область. Проектные проработки показали, что строительство новой 500-км ЛЭП 500 кВ ПС при традиционном исполнении не позволит загрузить эту линию, так как она окажется электрически шунтирована линиями юга России. Возникла необходимость в

дополнительном оборудовании, которое позволило бы регулировать величину передаваемой мощности по электропередаче 500 кВ Жетыгара — Ульке. Таким образом, впервые в СНГ установка ФПТ была выполнена на межсистемной связи 500 кВ Северный Казахстан — Актюбинская область (проектом предусмотрен ФПТ на ПС-500/220 кВ Ульке).

ФПУ применяются в электрических сетях Великобритании, Бельгии, Франции, Италии, Чехии, США.

Так же управление потоками активной мощности можно осуществить за счёт внедрения устройств генерации активной мощности вблизи удалённых потребителей электрической энергии, либо изменением генерации активной мощности существующих электростанций. Изменение генерации активной мощности позволит достичь оптимальных значений отпускной активной мощности в ветвях схемы, при этом суммарная генерация должна соответствовать балансу активной мощности в электросети.

К устройствам управления потоками реактивной мощности относятся статические компенсаторы (СК), фильтры высших гармоник, шунтирующие реакторы (ШР). Данная группа приборов предназначена для управления параметрами качества напряжения. Наибольший эффект достигается при установке этих устройств в точках потребления реактивной мощности.

СТК выпускаются в двух модификациях: для электрических сетей и линий электропередачи и для промышленных предприятий. Мощность, объём и приоритетность их функций определяются при проектировании конкретной установки. Подключение компенсаторов к шинам подстанций или линиям 110–750 кВ осуществляется через согласующий трансформатор или к третичной обмотке существующего трансформатора подстанции. Требуемая мощность СТК обеспечивается соответствующим количеством модулей, объединённых общим автоматическим регулятором.

ШР предназначен для стабилизации напряжения за счёт компенсации избыточной зарядной мощности. Преимущественно он используется для снижения потерь электроэнергии в высоковольтных линиях электропередачи

в режиме слабых нагрузок. Шунтирующий реактор помогает нормализовать уровень напряжения таким образом, что его колебания не выходят за пределы 2%. Результатом его установки является значительное сокращение активных потерь: снижение потерь электроэнергии на 15-20%, а интенсивности эксплуатации коммутационного оборудования высокой стоимости - в 10 раз и более.

Принцип работы шунтирующего реактора основан на снижении тока в линиях и трансформаторах за счет ограничения перетока реактивной мощности и компенсации ее избытка. Это дает возможность нивелировать колебание напряжения до минимально возможных величин, снижать его до нормальных значений.

БСК имеют несколько областей применения в силовых электрических системах. Они используются в качестве источника реактивной мощности при включении между фазой и нейтралью. В энергосистемах также конденсаторы подключаются последовательно с длинными линиями для уменьшения импеданса. Это распространено в системах передачи электроэнергии при длинах линий несколько сотен километров.

Батареи статических конденсаторов используются на всех уровнях напряжения: от конечного пользователя до сверхвысоких напряжений. Батареи статических конденсаторов, установленные как у потребителя для компенсации реактивной мощности, так и в системе распределения для управления напряжением, сильно меняют зависимость импеданса системы от частоты. Такие конденсаторы сами не создают гармоники, но в некоторых случаях их наличие может привести к сильным гармоническим искажениям.

Батареи статических конденсаторов на конце фидера приводит к постепенному изменению напряжения по длине фидера. В идеальном случае процент увеличения напряжения на конденсаторе должен быть нулевым на холостом ходу и увеличиваться до максимума при полной нагрузке. Однако при использовании батарей статических конденсаторов процент увеличения напряжения практически не зависит от нагрузки. Поэтому часто применяется

автоматическая коммутация, чтобы обеспечить требуемое регулирование при больших нагрузках, но не допустить чрезмерного повышения напряжения при малых нагрузках. Коммутация конденсаторов может привести к переходным перенапряжениям на объектах потребителя.

Высоковольтные батареи статических конденсаторов также поддерживают напряжение линии электропередачи, это часто бывает необходимо, когда сеть работает на пределе конструктивных возможностей из-за открытого доступа к сети и снижения финансирования её модернизации. Так как конденсаторы выдают реактивную мощность, для генераторов нет необходимости вырабатывать её в таком количестве, это позволяет генераторам работать с более высоким коэффициентом мощности и вырабатывать большее количество активной мощности. Кроме того, снижение количества реактивной мощности, проходящей через систему передачи электроэнергии, не только высвобождает часть пропускной способности линий, но также уменьшает потери в линии за счёт уменьшения общего тока, протекающего по линиям.

Батареи статических конденсаторов также несколько увеличивают рабочее напряжение в линии электропередачи. При более высоком напряжении типовая нагрузка потребляет меньший ток, это тоже ведет к снижению потерь при передаче.

Таким образом, в первой главе магистерской диссертации доказана актуальность поставленной цели исследования. Приведен анализ литературных источников по поставленной проблеме, проведено исследование подходов к решению проблемы энергоэффективности. Сделан вывод, что основными методологическими подходами является управление потоками активной и реактивной мощности в ветвях схемы. Приведен перечень устройств, позволяющих технически реализовать мероприятия по энергосбережению. К дальнейшей проработке приняты задачи исследования актуального состояния объекта исследования, оценке технического оснащения схемы, обнаружении существующих слабых мест сети, выбор критериев улучшения схемы.

2 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ КОМСОМОЛЬСКОГО РАЙОНА ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

В целях получения сведений о структурных свойствах объекта исследования как системы в целом и отдельных её подсистем проводят анализ схемно-режимной ситуации выбранной электрической сети. Анализ позволяет сделать вывод о подчинении системных компонентов, определить взаимосвязь отдельных её элементов, дать характеристику элементов системы по степени важности.

Объектом исследования выбрана электрическая сеть 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края, ограниченная участками:

- ПС Парус – ПС Старт – ПС ГПП-4 – ПС Комсомольская – ПС Селихино;
- ПС Комсомольская – Амурская ТЭЦ;
- ПС Селихино – ПС Эльдиган-тяга – ПС Уктур – ПС Высокогорная – ПС Аксака-тяга – ПС Кун-тяга – ПС Селихино;
- ПС Кун-тяга – ПС Аксака-тяга – ПС Высокогорная – ПС Оунэ-тяга – ПС Кун-тяга;
- ПС Высокогорная – ПС Тумнин-тяга – ПС Ванино-тяга – ПС Ванино – ПС Ландыши-тяга – ПС Высокогорная;
- ПС Ванино – Совгаванская ТЭЦ.

Граф электрической сети приведён на рисунке 1.

Рассматриваемая сеть содержит следующие источники питания: Амурская ТЭЦ, Совгаванская ТЭЦ. Подстанции электрической сети выполнены на номинальные напряжения 220, 110, 10, 6 кВ.

2.1 Характеристика источников питания

Источниками питания выбранной схемы являются Амурская ТЭЦ и Совгаванская ТЭЦ.

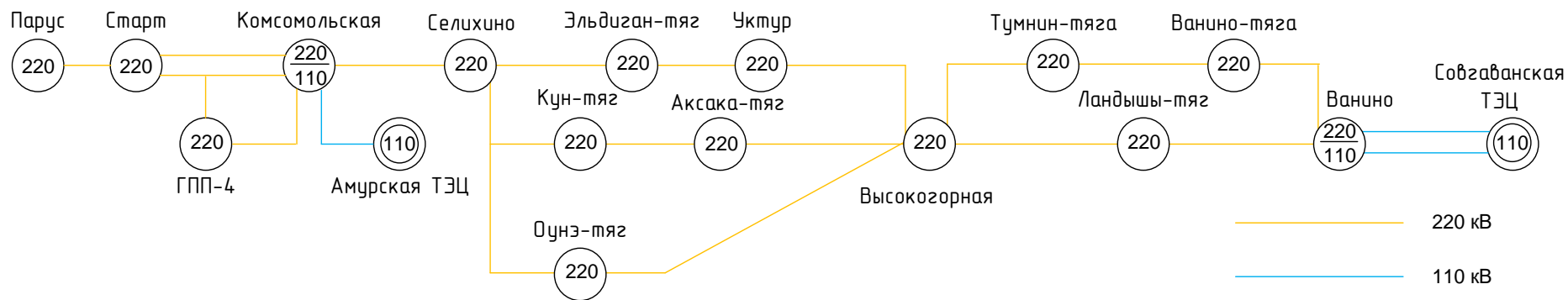


Рисунок 1 - Граф исследуемого объекта

Совгаванская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Расположена в городе Советская Гавань, принадлежит ПАО «РусГидро». Электрическая мощность станции 126 МВт, тепловая мощность 200 Гкал/час. На СТЭЦ установлено два генератора ТФ-63-2У3, две турбины Т-63-13/0,25, три котельных агрегата У-210-13,8-560. Распределительно устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме 12 – одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин, схема РУ представлена на рисунке 2. РУ содержит пять линейных выключателей, обходной и секционный выключатель. Выдача мощности в систему производится с ОРУ 110 кВ по следующим линиям электропередачи: СТЭЦ – ПС Окоча (2 цепи), СТЭЦ – ПС Ванино (2 цепи), СТЭЦ – ПС Эгге (1 цепь).

Амурская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Расположена в городе Амурске, входит в состав «Дальневосточная генерирующая компания». Электрическая мощность станции 285 МВт, тепловая мощность 1169 Гкал/час.

На АТЭЦ установлены: генераторы: 1*ТВС-32, 1*ТВФ-60-2, 2*ТВФ-63-2, 1*ТВФ-120-2; турбины: 1*ПР-25-90/8,5/1,2, 3*ПТ-60-90/13, 1*ПТ-80/100-130/13; котельные агрегаты: 5*БКЗ-220-100Ф, 2*БКЗ-220-100-9, 2*БКЗ-210-140, 4*КВГМ-100.

Распределительно устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме 13 – две рабочие системы шин, схема РУ представлена на рисунке 3. РУ содержит семь линейных и один секционный выключатель. Выдача электроэнергии с ЗРУ 110 кВ производится по следующим линиям электропередачи: АТЭЦ – ПС Хурба (1 цепь), АТЭЦ – ПС Комсомольская (1 цепь), АТЭЦ – ПС АПЦ (2 цепи), АТЭЦ – ПС Падали (1 цепь), АТЭЦ – ПС Эльбан (1 цепь).

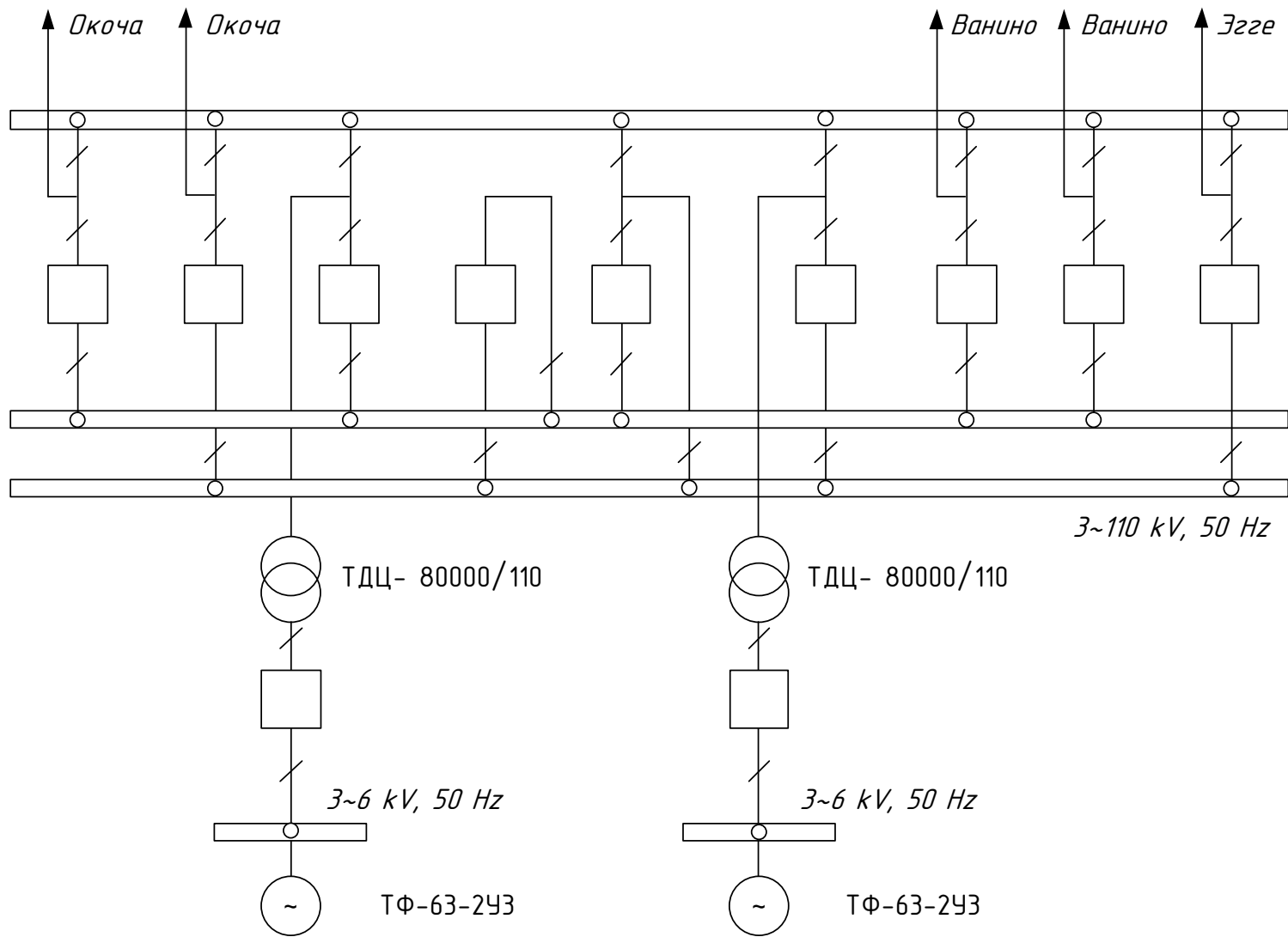


Рисунок 2 - Электрическая схема СТЭЦ

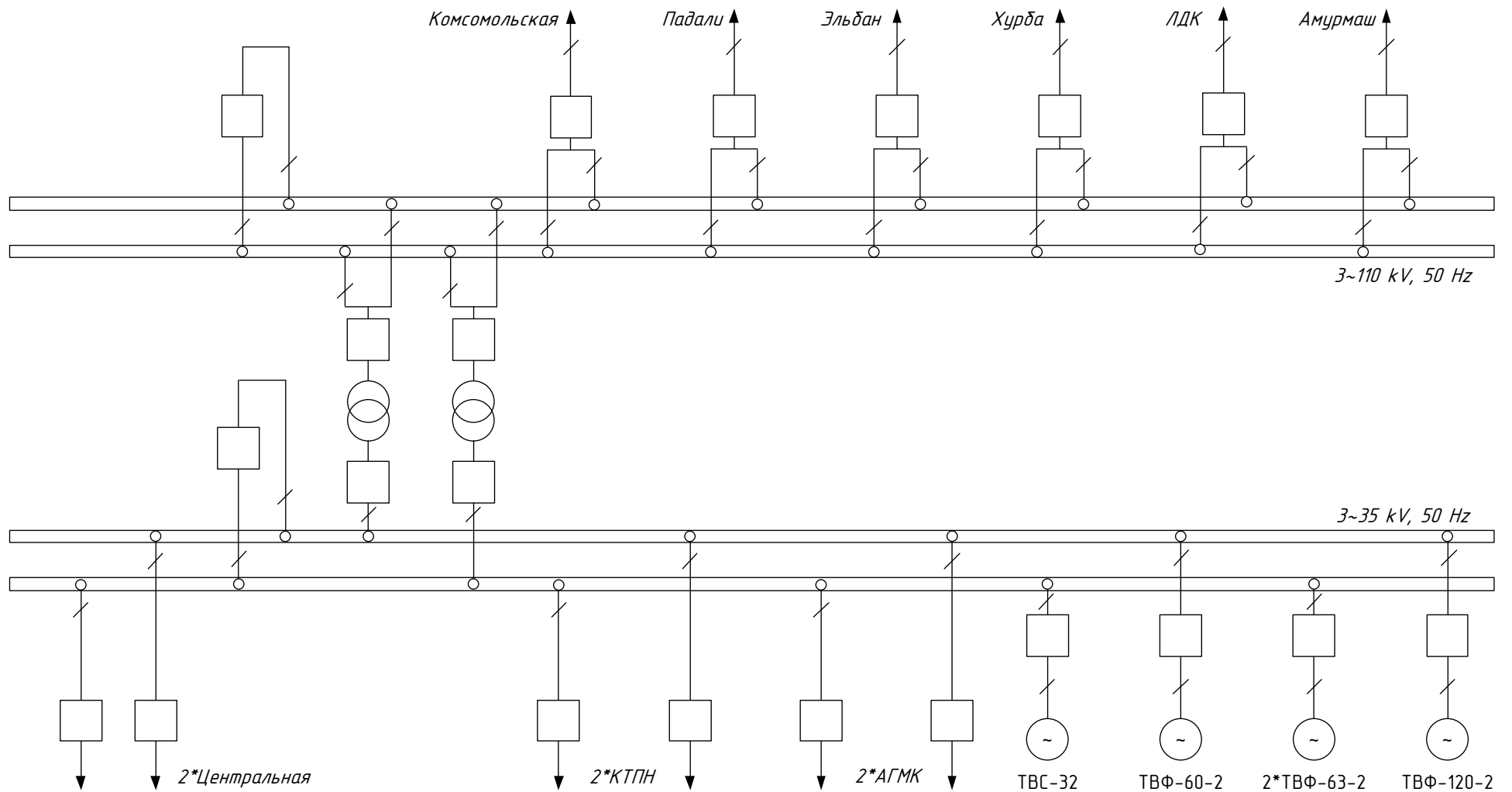


Рисунок 3 - Электрическая схема АТЭС

2.2 Структурный анализ сети

Проведение структурного анализа позволяет дать характеристику упорядоченности компонентов системы по степени важности, дать оценку структурной связности её элементов, определить подчинение компонентов электрической сети.

Проведение декомпозиции исследуемой схемы позволило определить типы присоединения участков:

- Участок 1: ПС Парус – ПС Старт – ПС ГПП-4 – ПС Комсомольская – ПС Селихино – магистраль с односторонним питанием;
- Участок 2: ПС Комсомольская – Амурская ТЭЦ – радиальный участок;
- Участок 3: ПС Селихино – ПС Эльдиган-тяга – ПС Уктур – ПС Высокогорная – ПС Аксака-тяга – ПС Кун-тяга – ПС Селихино - кольцо;
- Участок 4: ПС Кун-тяга – ПС Аксака-тяга – ПС Высокогорная – ПС Оунэ-тяга – ПС Кун-тяга - кольцо;
- Участок 5: ПС Высокогорная – ПС Тумнин-тяга – ПС Ванино-тяга – ПС Ванино – ПС Ландыши-тяга – ПС Высокогорная - кольцо;
- Участок 6: ПС Ванино – Совгаванская ТЭЦ – радиальный участок.

Схемы участков приведены соответственно на рисунках 4–9.

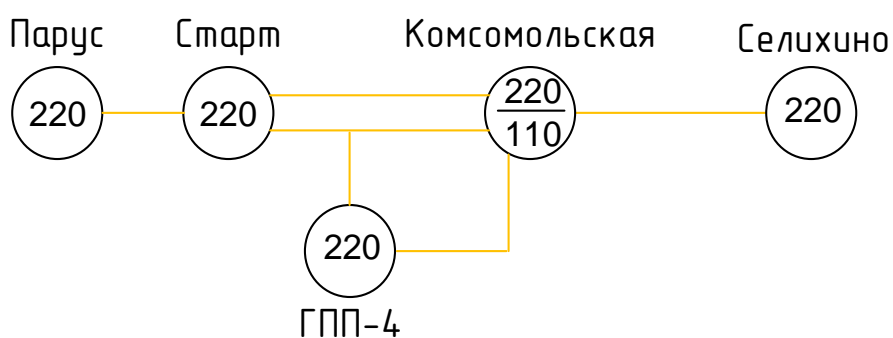


Рисунок 4 - Участок 1

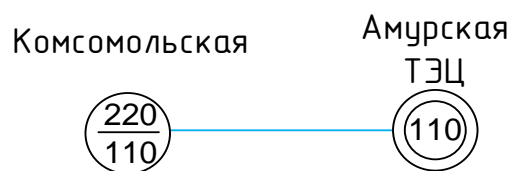


Рисунок 5 - Участок 2

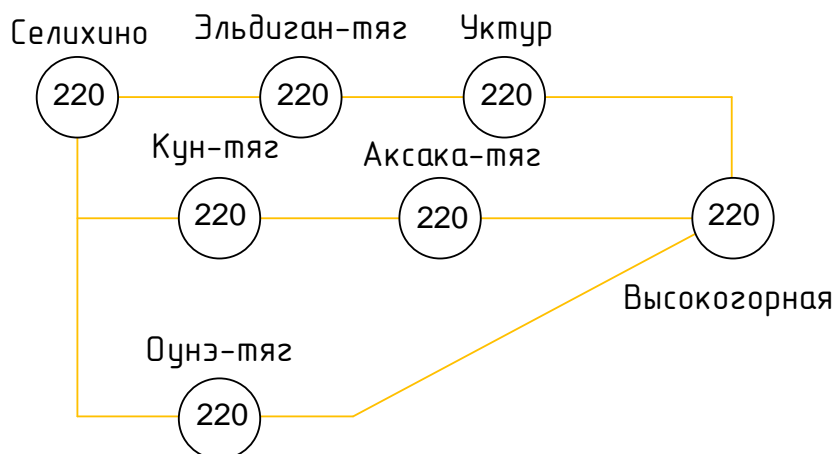


Рисунок 6 - Участок 3

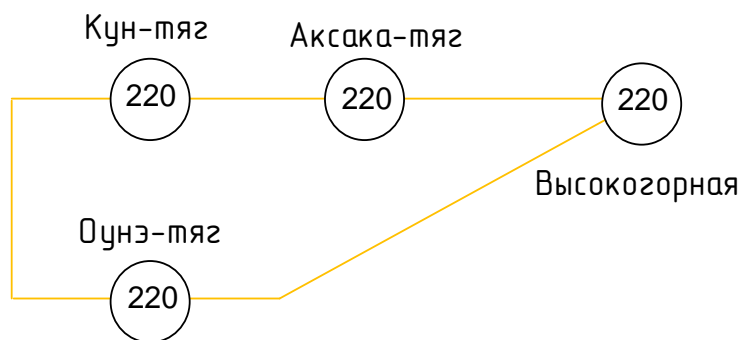


Рисунок 7 - Участок 4

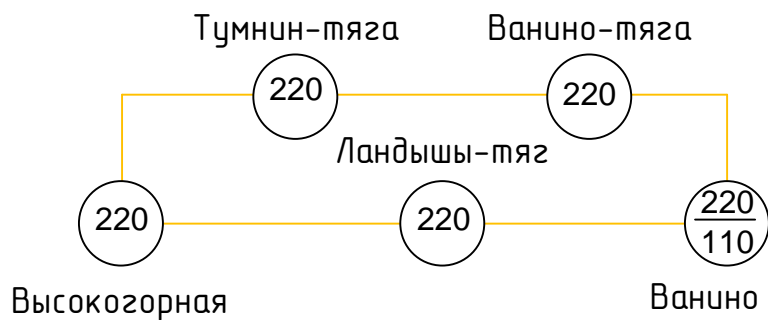


Рисунок 8 - Участок 5

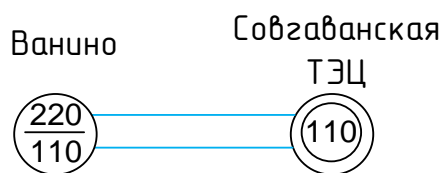


Рисунок 9 - Участок 6

Подстанции, связывающие исследуемую схему с другими энергосистемами: Амурская ТЭЦ, ПС Комсомольская, ПС Парус, ПС Высокогорная, ПС Ванино, Совгаванская ТЭЦ.

Способы присоединения подстанций к электрической сети сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Способ присоединения подстанций к электросети

Узловой	Тупиковый	Проходной
Комсомольская, Селихино, Высокогорная, Ванино	Парус, Амурская ТЭЦ, Совгаванская ТЭЦ	Старт, ГПП-4, Эльдиган-тяга, Уктур, Кун-тяга, Аксака-тяга, Оунэ-тяга, Тумнин-тяга, Ванино-тяга, Ландыши-тяга

Характеристика способов присоединения ПС к сети:

- Узловой - подстанция подсоединяется к центру питания как минимум тремя ЛЭП;
- Тупиковый - подстанция не осуществляет транзит мощности;
- Проходной - подстанция осуществляет транзит мощности.

Топологической особенностью схемы является слабая связность подстанций. Узлами связи подсистем являются: ПС Комсомольская, ПС Селихино, ПС Высокогорная, ПС Ванино.

Связностью электрической сети называют минимальное число параллельных трактов между любой парой узлов. Связность характеризует устойчивость сети к повреждениям, способность её функционирования при отказе отдельных компонентов.

Сильными узлами связи являются ПС Высокогорная 5 связей, ПС Комсомольская 4 связи, ПС Селихино 3 связи, ПС Ванино 3 связи. Остальные узлы имеют две и менее связей.

Контурами схемы являются участки: ПС Селихино – ПС Эльдиган-тяга – ПС Уктур – ПС Высокогорная – ПС Аксака-тяга – ПС Кун-тяга – ПС Селихино; ПС Кун-тяга – ПС Аксака-тяга – ПС Высокогорная – ПС Оунэ-тяга – ПС Кун-тяга; ПС Высокогорная – ПС Тумнин-тяга – ПС Ванино-тяга – ПС Ванино – ПС Ландыши-тяга – ПС Высокогорная.

В рассматриваемой схеме расположены 15 подстанций, по типу присоединения к сети преимущественно проходные, реже узловые, тупиковые. Рассматриваемые подстанции преимущественно являются двухтрансформаторными.

В таблицу 2 сведена информация по схеме ОРУ подстанций, классах номинального напряжения, типу и мощности силовых трансформаторов, способу присоединения подстанции к сети.

Таблица 2 - Информация о ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Вид РУ
ПС Парус	1	АТДЦТН-63000/220/110	12
	2	АТДЦТН-63000/220/110	
ПС Старт	1	АТДЦТН-125000/220/110	12
	2	АТДЦТН-125000/220/110	
ПС ГПП-4	1	ТДЦ-125000/220	4Н
	2	ТДЦ-125000/220	
ПС Комсомольская	1	АТДЦТН-63000/220/110	13Н
	2	АТДЦТН-125000/220/110	
ПС Селихино	1	АТДЦТН-63000/220/110	13Н
ПС Эльдиган - тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС Кун - тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС Оунэ - тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н

Продолжение таблицы 2

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Вид РУ
ПС Уктур	1	ТДТН-10000/220	4Н
ПС Аксака – тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС Высокогорная	1	ТДТН-25000/220	9
	2	ТДТН-25000/220	
ПС Тумнин - тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС Ландыши - тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС Ванино - тяга	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н
ПС Ванино	1	АТДЦТН-125000/220/110	12
	2	АТДЦТН-125000/220/110	

Примечания:

1. 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой;
2. 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
3. 12 – Одна рабочая секционированная с обходным выключателем;
4. 13Н – Две рабочие и обходная система шин.

Типовые схемы определены в соответствии с [50].

В таблице 3 приведена информация по параметрам силовых трансформаторам, установленных на подстанциях электрической сети, их тип, номинальные напряжения.

Линии электропередачи преимущественно выполнены одноцепными, маркой АС-150/24, АС-240/32, АС-300/39, исполнены на металлических опорах. Погонные сопротивления проводов соответственно $r_0 = 0.198$, $x_0 = 0.441$, $r_0 = 0.12$, $x_0 = 0.42$, $r_0 = 0.098$, $x_0 = 0.429$ Ом/км, погонные реактивные проводимости 2.56, 2.7 и 2.64 мкСм/км. Параметры участков определены по формулам:

$$Z = Z_0 \cdot L; \quad (1)$$

$$b = b_0 \cdot L \cdot 0.5 , \quad (2)$$

где Z - сопротивление участка, Ом;

Z_0 - погонное сопротивление провода, Ом/км;

L - длина участка, км;

b - проводимость участка, мкСм;

b_0 - погонная проводимость участка, мкСм/км.

Суммарная протяжённость ЛЭП составляет 955 км, участок с максимальной длиной – ПС Селихино – ПС Оунэ-тяга, 165.1 км, участок с минимальной длиной – ПС Комсомольская – ПС ГПП-4, 17.3 км.

Исследуемая схема сети содержит 24 линейных выключателя.

Протяженность участков ЛЭП и их характеристики приведены в таблице 4.

2.3 Расчет и анализ установившихся режимов

Установившимся режимом работы электрической сети называют такой режим, параметры которого не изменяются с течением времени или изменяются незначительно в окрестности некоторого среднего значения.

Переходным режимом работы называют такой режим, параметры которого изменяются от некоторого исходного состояния к новому установившемуся.

Параметры установившегося режима длительны, поэтому варианты такого режима целесообразно принять к расчёту. В диссертации были рассчитаны следующие режимы: нормальный и послеаварийный режимы для периода зимних нагрузок, нормальный и послеаварийный режимы для нагрузок летнего периода. Нагрузки были определены для базового года (2021 года) и прогнозного (2026 года).

Таблица 3 - Параметры силовых трансформаторов

ПС	Марка	Тип	U, кВ	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм
ПС Парус	АТДЦТН-63000/220/110	АТ	220	1,4	104	0,85	5,96
			110	1,4	0	-	-
			10	2,8	195,6	-	-
ПС Старт	АТДЦТН-125000/220/110	АТ	220	0,55	59,2	1,23	11,82
			110	0,48	0	-	-
			10	3,2	131	-	-
ПС ГПП-4	ТДЦ-125000/220	2х-обм	220	1,4	51,5	2,55	11,82
ПС Комсомольская	АТДЦТН-63000/220/110	АТ	220	1,4	104	0,85	5,96
			110	1,4	0	-	-
			10	2,8	195,6	-	-
	АТДЦТН-125000/220/110	АТ	220	0,55	59,2	1,23	11,82
			110	0,48	0	-	-
			10	3,2	131	-	-
ПС Селихино	АТДЦТН-63000/220/110	АТ	220	1,4	104	0,85	5,96
			110	1,4	0	-	-
			10	2,8	195,6	-	-
ПС Эльдиган - тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			10	3,9	125	-	-

Продолжение таблицы 3

ПС	Марка	Тип	U, кВ	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм
ПС Кун - тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			6	3,9	125	-	-
ПС Оунэ - тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			10	3,9	125	-	-
ПС Уктур	ТДТН-10000/220	3х-обм	220	5,7	275	0,95	5,67
			35	5,7	0	-	-
			10	5,7	148	-	-
ПС Аксака – тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			10	3,9	125	-	-
ПС Высокогорная	ТДТН-25000/220	3х-обм	220	5,7	275	0,95	5,67
			35	5,7	0	-	-
			6	5,7	148	-	-
ПС Тумнин - тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			10	3,9	125	-	-

Продолжение таблицы 3

ПС	Марка	Тип	U, кВ	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм
ПС Ландыши - тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			10	3,9	125	-	-
ПС Ванино - тяга	ТДТНЖ-40000/220	3х-обм	220	3,9	165	1,25	8,32
			35	3,9	0	-	-
			10	3,9	125	-	-
ПС Ванино	АТДЦТН-125000/220/110	АТ	220	0,55	59,2	1,23	11,82
			110	0,48	0	-	-
			10	3,2	131	-	-

Таблица 4 - Характеристика ЛЭП

Участок	Длина, км	Марка и сечение провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Парус - Старт	21,5	АС-300	2,11	9,22	-56,76
Старт – Комсомольская	31,3	АС-300	3,07	13,43	-82,63
Комсомольская – ГПП-4	17,3	АС-300	1,70	7,42	-45,67
Комсомольская - Селихино	56,3	АС-240	6,76	22,80	-158,20
Селихино – Эльдиган-тяга	92,1	АС-300	9,03	39,51	-243,14
Эльдиган-тяга - Уктур	47,4	АС-300	4,65	20,33	-125,14
Уктур – Высокогорная	83,6	АС-300	8,19	35,86	-220,70
Селихино – Оунэ-тяга	165,1	АС-300	16,18	70,83	-435,86
Оунэ-тяга - Высокогорная	58	АС-300	5,68	24,88	-153,12

Продолжение таблицы 4

Участок	Длина, км	Марка и сечение провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Селихино – Кун-тяга	87,1	АС-300	8,54	37,37	-229,94
Кун-тяга – Аксака-тяга	74,3	АС-300	7,28	31,87	-196,15
Аксака-тяга - Высокогорная	61,7	АС-300	6,05	26,47	-162,89
Высокогорная – Тумнин-тяга	71,8	АС-300	7,04	30,80	-189,55
Тумнин-тяга – Ванино-тяга	56,3	АС-300	5,52	24,15	-148,63
Ванино-тяга – Ванино	63,7	АС-300	6,24	27,33	-168,17
Высокогорная – Ландыши-тяга	111,2	АС-300	10,90	47,70	-293,57
Ландыши-тяга - Ванино	80,6	АС-300	7,90	34,58	-212,78
Комсомольская – Амурская ТЭЦ	46,2	АС-150	9,15	19,40	-124,74
Ванино – Совгаванская ТЭЦ	37,41	АСК-240	4,49	15,15	-105,12

При анализе режимной ситуации определяется отклонение расчётных узловых напряжений от номинальных, нагрузочная плотность тока, протекающего по ЛЭП, токовая загрузка элементов, рассчитывается и структурируется состав активных потерь в схеме.

Для проведения режимного анализа взят эквивалент Комсомольского района Хабаровского края, составленный по графу электрической сети объекта исследования.

Для учёта участков сети, не вошедших в схему эквивалента, их влияние учтено вводом эквивалентных генераторов в ПС: Амурская ТЭЦ, ПС Комсомольская, ПС Парус, ПС Высокогорная, ПС Ванино, Совгаванская ТЭЦ. Базисно-балансирующим узлом заданы шины 110 кВ АТЭЦ. Параметры нагрузки для каждой ПС взяты из результатов контрольных замеров, взятых в ходе прохождения преддипломной практики.

Для задания узлов им присвоены номера, входящих в схему замещения, способ задания нагрузки по способу СХН, мощности и генерации узлов, проводимости устройств поперечной компенсации. Так же определены параметры эквивалентных генераторов. Информация по мощности загрузок, состава и электрических величин устройств поперечной компенсации, параметров генераторов, взяты в ходе прохождения преддипломной практики.

Все параметры схемы замещения узлов сведены в таблицу 5.

Схема эквивалента электрической сети с номерами моделируемых ПС представлена на рисунке 10.

При задании нагрузок потребителей были проанализированы данные контрольных замеров за 2018-2021 годы, отмечена положительная динамика прироста нагрузки, определён относительный прирост с целью расчёта прогнозных нагрузок.

При прогнозе электрических нагрузок на годы эксплуатации использована формула сложных процентов:

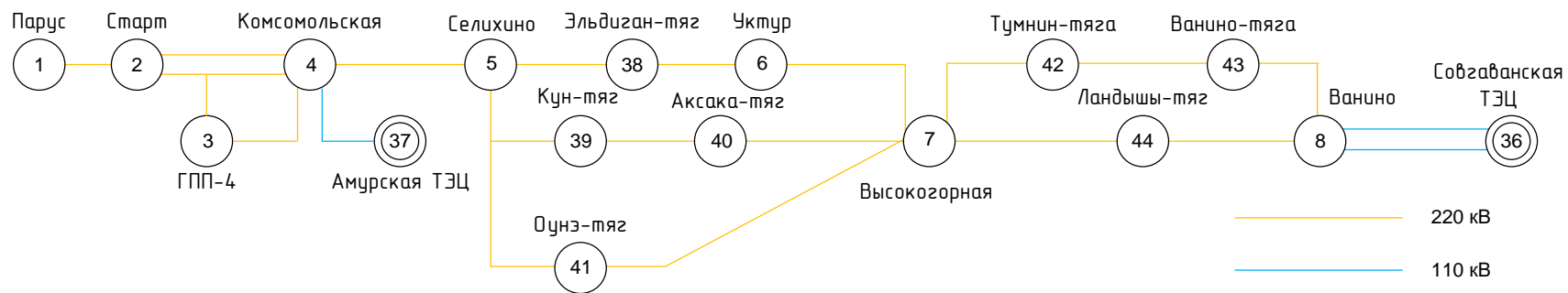


Рисунок 10 - Схема эквивалента модели электрической сети

$$P^n = P^0 \cdot (1 + \varepsilon)^n, Q^n = Q^0 \cdot (1 + \varepsilon)^n, \quad (3)$$

где P^0, Q^0 - электрические нагрузки за базовый год, МВт, Мвар;

n - расчётный год относительно базового, лет;

ε - относительный прирост нагрузки, %;

P^n, Q^n - электрические нагрузки на прогнозный год, МВт, Мвар.

Таблица 5 - Параметры схем замещения узлов эквивалента

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1		
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3		
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1		
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	8,1		
5	Селихино 220 кВ	4	2,8		
6	Укгур 220 кВ	4,6	1,1		
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6		
8	Ванино 220 кВ	34,1	14		
18	Комсомольская ней1				
19	Комсомольская ней2				
20	Комсомольская 110 кВ	18,2	8,1		
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3		
32	Ванино ней1				
33	Ванино ней2				
34	Ванино 110 кВ	34,1	14		
35	Ванино 10 кВ	16	7		
36	СТЭЦ	34	12,1	96	12,2
37	АТЭЦ	42	17,3	131,7	23,2
38	Эльдинан/т 220 кВ	8,6	3,6		
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3		
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6		
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4		
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8		
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6		
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3		

За базовый год принят год с актуальными контрольными замерами электрической нагрузки - 2021 год.

Для удобства задания прогнозных нагрузок при известных базовых был рассчитан коэффициент прироста на каждый год эксплуатации, таблица 6. Прогноз нагрузок осуществлён по 2026 год.

Таблица 6 - Коэффициенты прироста нагрузки по годам эксплуатации

Год нагрузок	2021	2022	2023	2024	2025	2026
$(1 + \varepsilon)^n$	1,149	1,189	1,230	1,273	1,318	1,364

Ввиду использования в работе компенсирующих устройств, эквивалент электрической сети задаётся только ЛЭП напряжением 220 кВ с целью исключения ввода КУ в трансформаторные ветви, участки высокого и сверхвысокого напряжения наиболее эффективны для ввода устройств управляющего воздействия и, как следствие, наиболее экономически эффективны. В ходе прохождения преддипломной практики была получена электрическая схема сети, марка проводов, их длина, электрические параметры определены в структурном анализе настоящей работы [67].

Параметры линий электропередачи приведены в таблице 7.

Параметра линий электропередачи являются: тип ветви (ЛЭП, выключатель, трансформатор), номер начала и конца ветви, название ветви, активное и реактивное сопротивление ветви, поперечная реактивная проводимость участка.

Таблица 7 - Исходные данные для расчета режима в RastrWin3 по ветвям

Тип	№ нач	№ кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ЛЭП	1	2	Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	2,11	9,22	-56,8
ЛЭП	2	4	Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	3,07	13,43	-82,6
ЛЭП	4	3	Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	1,7	7,42	-45,7
ЛЭП	4	5	Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	6,76	22,8	-158,2
ЛЭП	5	38	Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	9,03	39,51	-243,1
ЛЭП	38	6	Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	4,65	20,33	-125,1
ЛЭП	6	7	Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	8,19	35,86	-220,7
ЛЭП	5	41	Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	16,18	70,83	-435,9
ЛЭП	41	7	Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	5,68	24,88	-153,1
ЛЭП	5	39	Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	8,54	37,37	-229,9
ЛЭП	39	40	Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	7,28	31,87	-196,2
ЛЭП	40	7	Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	6,05	26,47	-162,9

Продолжение таблицы 7

Тип	№ нач	№ кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ЛЭП	7	42	Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	7,04	30,8	-189,600
ЛЭП	42	43	Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	5,52	24,15	-148,6
ЛЭП	43	8	Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	6,24	27,33	-168,2
ЛЭП	7	44	Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	10,9	47,7	-293,6
ЛЭП	44	8	Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	7,9	34,58	-212,8
ЛЭП	20	37	Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	9,15	19,4	-124,7
ЛЭП	34	36	Ванино 110 кВ - СТЭЦ	4,49	15,15	-105,1
Тр-р	4	18	Комсомольская 220 кВ - Комсомольская ней1	0,52	59,25	11,8
Тр-р	18	20	Комсомольская ней1 - Комсомольская 110 кВ	0,52	-12,69	
Тр-р	18	21	Комсомольская ней1 - Комсомольская 10 кВ	0,52	131,19	
Тр-р	4	19	Комсомольская 220 кВ - Комсомольская ней2	1,43	104,11	5,9
Тр-р	19	20	Комсомольская ней2 - Комсомольская 110 кВ	1,43	-11,67	
Тр-р	19	21	Комсомольская ней2 - Комсомольская 10 кВ	1,43	195,64	
Тр-р	8	32	Ванино 220 кВ - Ванино ней1	0,52	59,25	11,8
Тр-р	32	34	Ванино ней1 - Ванино 110 кВ	0,52	-12,69	
Тр-р	32	35	Ванино ней1 - Ванино 10 кВ	0,52	131,19	
Тр-р	8	33	Ванино 220 кВ - Ванино ней2	0,52	59,25	11,8
Тр-р	33	34	Ванино ней2 - Ванино 110 кВ	0,52	-12,69	
Тр-р	33	35	Ванино ней2 - Ванино 10 кВ	0,52	131,19	

Анализ режима проведён для эквивалента электрической сети при электрических нагрузках 2021 и 2026 года, рассчитаны режимы максимальных и минимальных нагрузок, в каждом случае рассчитаны нормальный и послеаварийный режим работы сети при отключении самых загруженных участков на каждом участке сегмента сети.

Моделирование эквивалента произведено в ПК RastrWin3.

Ниже приведены результаты расчёта параметров нормального режима при электрических нагрузках в дни контрольных замеров зимой 2021 года.

Параметрами узлов являются: номер узла в расчётной схеме, наименование узла, активная и реактивная мощность нагрузки, активная и реактивная генерация, поперечная проводимость КУ, отклонение напряжения от номинального, фактическое напряжение, отклонение расчётного узла от базисного.

Параметры узлов для расчета режима сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Исходные данные для расчета режима RastrWin3 по узлам

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мксм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1				4,78	230,52	-24,35
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3			-23,6	4,86	230,7	-24,27
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1				5,01	231,02	-24,06
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	11,1				5,01	231,03	-24,04
5	Селихино 220 кВ	4	2,8				7,38	236,23	-26,14
6	Уктур 220 кВ	4,6	1,1				8,6	238,93	-27,52
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6				8,53	238,78	-27,86
8	Ванино 220 кВ	34,1	18			-31,3	5,69	232,51	-27,89
18	Комсомольская ней1						0,43	220,94	-19,38
19	Комсомольская ней2						0,92	222,02	-20,02
20	Комсомольская 110 кВ	18,2	8,1			1650	6,71	117,38	-20,48
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3				5,3	10,53	-20,29
32	Ванино ней1						3,39	227,45	-26,76
33	Ванино ней2						3,39	227,45	-26,76
34	Ванино 110 кВ	34,1	18				9,21	120,13	-27,11
35	Ванино 10 кВ	16	9				7,49	10,75	-27,93
36	СТЭЦ	34	22,1	120	11,1		10	121	-24,45
37	АТЭЦ	42	17,3	177,1	3,7		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	8,6	3,6			-27,8	8,35	238,36	-27,2
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3				8,26	238,18	-27,11
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6				8,58	238,88	-27,63
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4				8,68	239,11	-27,58
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8			-12,8	7,84	237,25	-28,08
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6			-6,3	6,95	235,3	-28,09
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3				7,29	236,04	-28,04

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет 0,43 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 9.

Таблица 9 - Параметры ветвей

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	23	710	3,3	8	4
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	43	710	6	16	4
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	7	710	1	-3	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	250	605	41,4	-66	75
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	81	710	11,4	-22	24
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	46	710	6,5	-14	13
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	28	710	4	-9	7
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	75	710	10,5	-17	25
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	29	710	4,2	-11	4
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	78	710	11	-22	23
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	49	710	6,9	-14	14
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	24	710	3,4	-8	6
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	25	710	6	-9	-4
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	36	710	7,8	-5	-14
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	49	710	10	2	-20
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	18	710	7,3	-7	-4
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	44	710	10,2	-1	-18
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	323	605	53,6	65	-11
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	323	605	53,6	65	-11
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	42	-6
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	42	-6

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 53 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – Комсомольская. Электрическая сеть имеет низкую токовую загруженность

участков. Расчётный ток ниже экономических токовых интервалах, что характеризует неэкономичность выбора марок проводов. В сети наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций. Для исключения обратных перетоков необходима установка СТК в узлах ПС, что будет выполнено в следующей главе работы.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 10.

Таблица 10 - Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	21,4	21,19	20,99	0,2

Потери активной мощности в схеме составляют 21,4 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 6,34%, что характеризует схему как эффективную.

Структурное представление баланса реактивной мощности в схеме приведено в таблице 11.

Таблица 11 - Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	43,41	17,6	5,81

С целью проверки достоверности задания параметров эквивалента для электрической сети была составлена таблица отклонений параметров узловых напряжений и потоков реактивной мощности в ветвях схемы эквивалента от данных контрольных замеров.

В таблице 12 представлено сравнение параметров узлов сети и эквивалента.

Таблица 12 - Сравнение параметров узлов сети и эквивалента

Номер	Название	$\Delta U, \%$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	0,25	0,32
2	Старт 220 кВ	0,22	0,48
3	ГПП-4 220 кВ	0,29	0,29
4	Комсомольская 220 кВ	0,43	0,44
5	Селихино 220 кВ	0,38	0,34

Продолжение таблицы 12

Номер	Название	$\Delta U, \%$	$\delta, ^\circ$
6	Уктур 220 кВ	0,41	0,41
7	Высокогорная 220 кВ	0,24	0,27
8	Ванино 220 кВ	0,27	0,23
18	Комсомольская ней1	0,32	0,45
19	Комсомольская ней2	0,35	0,43
20	Комсомольская 110 кВ	0,35	0,29
21	Комсомольская 10 кВ	0,39	0,44
32	Ванино ней1	0,36	0,35
33	Ванино ней2	0,34	0,28
34	Ванино 110 кВ	0,22	0,46
35	Ванино 10 кВ	0,31	0,35
36	СТЭЦ	0,3	0,32
37	АТЭЦ	0	0
38	Эльдинан/т 220 кВ	0,48	0,21
39	Кун/т 220 кВ	0,27	0,29
40	Аксака/т 220 кВ	0,44	0,45
41	Оунэ/т 220 кВ	0,4	0,26
42	Тумнин/т 220 кВ	0,36	0,44
43	Ванино/т 220 кВ	0,42	0,29
44	Ландыши/т 220 кВ	0,23	0,44

Сравнительный анализ позволяет охарактеризовать расчётный эквивалент достоверным для электрической сети.

В таблице 13 представлено сравнение параметров ветвей сети и эквивалента.

Таблица 13 - Сравнение параметров ветвей сети и эквивалента

Наименование	Электрическая сеть	
	$\Delta P_{нач}, \%$	$\Delta P_{нач}, \%$
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	0,26	0,4
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	0,44	0,2
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	0,42	0,48
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	0,31	0,27
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	0,46	0,34
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	0,29	0,29
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	0,27	0,36
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	0,46	0,34
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	0,41	0,28
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	0,41	0,39
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	0,43	0,43

Продолжение таблицы 13

Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	0,4	0,25
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	0,38	0,27
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	0,23	0,29
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	0,27	0,4
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	0,2	0,38
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	0	0
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	0,25	0,26
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	0,39	0,24

Для анализа схемы утяжелённого режима были увеличены нагрузки на ПС Комсомольская, ПС Ванино, ПС Эльдиган-тяга с контролем по напряжению в узлах и токовой загрузке по ветвям, таблица 14.

Таблица 14 - Параметры схемы замещения узлов утяжелённого режима

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1				-6,6	205,41	-36,01
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3			-23,6	-6,5	205,63	-35,91
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1				-6,3	206,07	-35,65
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	11,1				-6,3	206,09	-35,63
5	Селихино 220 кВ	4	2,8				-4,5	210,17	-38,63
6	Уктур 220 кВ	4,6	1,1				-3,5	212,38	-40,84
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6				-2,7	214,05	-40,95
8	Ванино 220 кВ	34,1	18			-31,3	-3,3	212,69	-40,93
18	Комсомольская ней1						-9,9	198,2	-28,95
19	Комсомольская ней2						-9,6	198,91	-29,86
20	Комсомольская 110 кВ	41	18,2			-16,5	-4,4	105,12	-30,51
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3				-5,7	9,43	-30,13
32	Ванино ней1						-3,8	211,610	-39,34
33	Ванино ней2						-3,8	211,61	-39,34
34	Ванино 110 кВ	56,8	30				1,21	111,34	-39,81
35	Ванино 10 кВ	16	9				-0,2	9,98	-40,7
36	СТЭЦ			120	47,2		10	121	-32,98
37	АТЭЦ			191,2	31,9		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	31,4	13,2			-27,8	-4,1	210,89	-40,62
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3				-3,5	212,37	-39,89
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6				-2,9	213,57	-40,61
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4				-2,8	213,85	-40,55
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8			-12,8	-2,6	214,2	-41,18
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6			-6,3	-2,9	213,7	-41,18
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3				-2,7	214,02	-41,13

Анализ параметров узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле АТЭЦ НН, максимальное снижение напряжения -9.91% в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Отклонения всех узлов находятся в допустимых пределах.

В таблице 15 отражена токовая загрузка ветвей утяжелённого режима.

Таблица 15 - Токовая загрузка ветвей утяжелённого режима

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	26	710	3,66	9	6
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	48	710	6,76	18	6
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	8	710	1,13	-3	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	288	605	47,6	-76	109
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	110	710	15,49	-25	35
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	54	710	7,61	-16	19
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	41	710	5,77	-10	10
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	83	710	11,69	-20	36
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	39	710	5,49	-13	6
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	87	710	12,25	-25	33
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	59	710	8,31	-16	20
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	36	710	5,07	-9	9
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	23	710	3,24	-10	-6
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	4	710	0,56	-6	-20
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	20	710	2,82	2	-29
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	21	710	2,96	-8	-6
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	13	710	1,83	-1	-26
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	926	605	95,6	75	-16
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	618	605	99,15	75	-16

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 99,15 % на участке ПС Ванино - СТЭЦ 1. Большинство ЛЭП не соответствует экономическим токовым интервалам. Линии электропередачи характеризуются низкой пропускной способностью. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности утяжелённого режима в схеме приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Структура потерь активной мощности утяжелённого режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	31,67	31,47	31,12	0,2

Потери активной мощности в схеме послеаварийного режима составляют 31,67 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 14,9%.

Структурное представление баланса реактивной мощности утяжелённого режима в схеме представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Структура баланса реактивной мощности утяжелённого режима

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	56,88	14,2	4,71

Относительные потери реактивной мощности составляют 4.76 %.

Для анализа схемы режима холостого хода были отключены управляемые шунтирующие реакторы в узлах схемы, таблица 18.

Таблица 18 - Параметры узлов в режиме холостого хода

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$V_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1				4,48	229,85	-26,71
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3				4,56	230,03	-26,63
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1				4,74	230,42	-26,42
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	11,1				4,75	230,44	-26,4
5	Селихино 220 кВ	4	2,8				6,91	235,19	-27,66

Продолжение таблицы 18

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
6	Уктур 220 кВ	4,6	1,1				7,8	237,17	-28,36
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6				7,61	236,74	-28,29
8	Ванино 220 кВ	34,1	18				4,32	229,5	-26,87
18	Комсомольская ней1						1,06	222,33	-23,17
19	Комсомольская ней2						1,46	223,22	-23,62
20	Комсомольская 110 кВ	18,2	8,1				7,17	117,89	-23,94
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3				5,93	10,59	-24
32	Ванино ней1						1,55	223,410	-24,69
33	Ванино ней2						1,55	223,41	-24,69
34	Ванино 110 кВ	34,1	18				7,4	118,14	-25,28
35	Ванино 10 кВ	16	9				5,54	10,55	-25,91
36	СТЭЦ			120	-5,6		10	121	-17,87
37	АТЭЦ			104,8	-21,9		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	8,6	3,6				7,62	236,76	-28,26
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3				7,62	236,76	-28,2
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6				7,78	237,12	-28,37
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4				7,88	237,33	-28,29
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8				6,7	234,74	-27,97
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6				5,69	232,52	-27,57
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3				6,09	233,41	-27,65

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет 1,06 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

В таблице 19 приведена токовая загрузка ветвей в режиме холостого хода.

Таблица 19 - Токовая загрузка ветвей в режиме холостого хода

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	23	710	3,3	10	6
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	43	710	6,1	19	5
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	7	710	1	-4	1

Продолжение таблицы 19

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	178	605	29,5	-86	105
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	55	710	7,7	-29	34
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	24	710	3,3	-20	14
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	8	710	3,2	-13	9
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	53	710	7,5	-19	33
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	4	710	3,4	-12	5
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	54	710	7,6	-24	28
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	25	710	3,5	-15	18
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	5	710	3	-11	8
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	32	710	7,8	-11	-5
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	56	710	10,4	-7	-17
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	75	710	13,3	2	-28
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	33	710	9,6	-8	-4
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	69	710	13,3	-1	-20
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	509	605	84,5	85	-15
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	573	605	94,8	72	-14
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	55	-7
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	46	-8

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 94,8 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – ПС Ванино. Электрическая сеть имеет низкую токовую нагруженность участков. Расчётный ток ниже экономических токовых интервалов, что характеризует неэкономичность выбора марок проводов. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности в режиме холостого хода приведено в таблице 20.

Таблица 20 - Структура потерь в режиме холостого хода

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	13,23	12,99	12,8	0,24

Потери активной мощности в схеме составляют 13,23 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 2.19%, что характеризует схему как высокоэффективную.

В таблице 21 отражено структурное представление баланса реактивной мощности в режиме холостого хода.

Таблица 21 - Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	42,55	17,4	2,17

Для анализа схемы послеаварийного режима были отключены наиболее загруженные участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

Параметры узлов послеаварийного режима отражены в таблице 22.

Таблица 22 - Параметры узлов послеаварийного режима

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$B_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1				-0,46	219	-26,39
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3			-23,6	-0,37	219,19	-26,31
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1				-0,2	219,56	-26,07
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	11,1				-0,19	219,58	-26,05
5	Селихино 220 кВ	4	2,8				0,9	221,99	-27,27
6	Укгур 220 кВ	4,6	1,1				3,25	227,14	-29,57
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6				3,97	228,73	-30,4
8	Ванино 220 кВ	34,1	18			-31,3	0,07	220,15	-27,17
18	Комсомольская ней1						-2,01	215,57	-22,53
19	Комсомольская ней2						-1,85	215,94	-23,02
20	Комсомольская 110 кВ	18,2	8,1			-16,5	3,51	113,86	-23,37
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3				2,58	10,26	-23,42
32	Ванино ней1						-1,15	217,470	-24,84

Продолжение таблицы 22

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
33	Ванино ней2						-1,15	217,47	-24,84
34	Ванино 110 кВ	34,1	18				4,2	114,62	-25,47
35	Ванино 10 кВ	16	9				2,66	10,27	-26,13
36	СТЭЦ			120	21,7		10	121	-18,35
37	АТЭЦ			105,1	1,7		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	8,6	3,6			-27,8	2,57	225,66	-28,96
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3				4,31	229,48	-31,11
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6				4,28	229,41	-30,84
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4				3,98	228,77	-30,56
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8			-12,8	4,39	229,65	-30,83
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6			-6,3	4,39	229,67	-31
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3				2,04	224,49	-28,73

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -2,01 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима отражена в таблице 23.

Таблица 23 - Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	24	710	3,4	11	5
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	45	710	6,3	18	5
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	7	710	1	-4	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	135	605	22,3	-86	105
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	118	710	16,7	-31	31
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	85	710	11,9	-17	18
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	67	710	9,4	-12	10

Продолжение таблицы 23

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ		710		-24	35
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	16	710	2,8	-14	6
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ		710		-24	28
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	20	710	3,6	-18	17
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	36	710	6,7	-10	7
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	45	710	6,3	-13	-6
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	21	710	3	-7	-15
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ		710		2	-24
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	79	710	15	-8	-4
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	111	710	18,6	-1	-23
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	501	605	82,9	78	-15
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	583	605	96,4	85	-14
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	46	-7
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	55	-7

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 96,4 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – Ванино. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности послеаварийного режима в схеме приведено в таблице 24.

Таблица 24 - Структура активных потерь послеаварийного режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Комсомольский	22,41	22,18	22,02	0,22

Потери активной мощности в схеме составляют 22,41 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 6,32%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 25 приведено структурное представление баланса реактивной мощности послеаварийного режима.

Таблица 25 - Структура баланса реактивной мощности послеаварийного режима

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Комсомольский	42,72	11,8	5,29

Так же был произведён анализ режимной ситуации для схемы в летний период нагрузки. Структурно схема соответствует исходной схеме.

В таблице 26 приведены параметры узлов нормального режима в летний период нагрузки.

Таблица 26 - Параметры узлов нормального режима в летний период нагрузки.

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$V_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	6,6	3,3				6,06	233,33	-22,97
2	Старт 220 кВ	6,6	3,4			-23,6	6,12	233,45	-22,91
3	ГПП-4 220 кВ	2,1	0,9				6,2	233,63	-22,74
4	Комсомольская 220 кВ	14,6	8,9				6,2	233,63	-22,73
5	Селихино 220 кВ	3,2	2,2				9	239,79	-23,3
6	Уктур 220 кВ	3,7	0,9				10,28	242,62	-23,44
7	Высокогорная 220 кВ	10,2	4,5				10,13	242,28	-23,11
8	Ванино 220 кВ	27,3	14,4			-31,3	6,78	234,91	-20,95
18	Комсомольская ней1						1,44	223,17	-21,16
19	Комсомольская ней2						2,01	224,41	-21,39
20	Комсомольская 110 кВ	14,6	6,5			-16,5	7,83	118,61	-21,53
21	Комсомольская 10 кВ	5,7	2,6				6,52	10,65	-21,76
32	Ванино ней1						3,34	227,350	-18,54
33	Ванино ней2						3,34	227,35	-18,54
34	Ванино 110 кВ	27,3	14,4				9,46	120,41	-19,14
35	Ванино 10 кВ	12,8	7,2				7,71	10,77	-19,47
36	СТЭЦ			120	-23,2		10	121	-11,56
37	АТЭЦ			59,4	-45,6		4,55	115	-14,96

Продолжение таблицы 26

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
38	Эльдинан/т 220 кВ	6,9	2,9			-27,8	10,04	242,1	-23,51
39	Кун/т 220 кВ	5,8	2,4				9,95	241,9	-23,47
40	Аксака/т 220 кВ	4,9	2,1				10,25	242,55	-23,37
41	Оунэ/т 220 кВ	4,6	1,9				10,33	242,73	-23,3
42	Тумнин/т 220 кВ	3,5	1,4			-12,8	9,28	240,41	-22,49
43	Ванино/т 220 кВ	5	2,1			-6,3	8,24	238,13	-21,87
44	Ландыши/т 220 кВ	4,3	1,8				8,61	238,94	-22,02

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10,33% в узле "Оунэ-тяга". Максимальное снижение напряжения составляет 1,44 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей нормального режима в летний период отражена в таблице 27.

Таблица 27 - Токовая нагрузка ветвей нормального режима в летний период

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	18	710	2,6	10	5
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	33	710	4,7	22	5
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	6	710	0,9	-3	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	171	605	28,2	-73	90
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	52	710	7,3	-29	26
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	24	710	3,3	-20	18
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	21	710	4,6	-13	8
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	53	710	7,5	-24	30
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	16	710	4,1	-13	4
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	50	710	7	-31	25
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	25	710	3,5	-20	15
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	22	710	4,3	-10	7

Продолжение таблицы 27

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	49	710	9,7	-10	-5
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	73	710	12,6	-7	-20
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	93	710	15,7	3	-26
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	53	710	11,7	-9	-6
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	86	710	15,4	-1	-23
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	370	605	62,1	72	-13
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	582	605	96,5	91	-12
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	55	-8
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	55	-7

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 96,5 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – Ванино. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности нормального режима летнего периода в схеме приведено в таблице 28.

Таблица 28 - Структура активных потерь летнего периода нормального режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	18,33	17,99	17,81	0,25

Потери активной мощности в схеме составляют 18,33 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 4,83%, что характеризует схему как высокоэффективную.

В таблице 29 приведено структурное представление баланса реактивной мощности нормального режима летнего периода.

Таблица 29 - Структура баланса реактивной мощности нормального режима летнего периода

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Комсомольский	36,31	18,1	5,97

Для анализа схемы послеаварийного режима так же были отключены участки: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

В таблице 30 представлены параметры узлов послеаварийного режима летнего периода.

Таблица 30 - Параметры узлов послеаварийного режима летнего периода

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$B_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	6,6	3,3				-1,86	215,91	-22,01
2	Старт 220 кВ	6,6	3,4			-23,6	-1,79	216,06	-21,94
3	ГПП-4 220 кВ	2,1	0,9				-1,68	216,3	-21,74
4	Комсомольская 220 кВ	14,6	8,9				-1,68	216,31	-21,73
5	Селихино 220 кВ	3,2	2,2				-0,51	218,87	-22,11
6	Уктур 220 кВ	3,7	0,9				1,52	223,35	-22,42
7	Высокогорная 220 кВ	10,2	4,5				1,95	224,28	-22,14
8	Ванино 220 кВ	27,3	14,4			-31,3	-3,11	213,16	-16,88
18	Комсомольская ней1						-3,43	212,46	-19,92
19	Комсомольская ней2						-3,24	212,87	-20,18
20	Комсомольская 110 кВ	14,6	6,5			-16,5	2,01	112,21	-20,37
21	Комсомольская 10 кВ	5,7	2,6				1,21	10,12	-20,59
32	Ванино ней1						-5,04	208,910	-14,01
33	Ванино ней2						-5,04	208,91	-14,01
34	Ванино 110 кВ	27,3	14,4				0,29	110,32	-14,73
35	Ванино 10 кВ	12,8	7,2				-1,21	9,88	-15,12
36	СТЭЦ			120	7,6		4,55	115	-6,66
37	АТЭЦ			58,8	-9,1		4,55	115	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	6,9	2,9			-27,8	1	222,19	-22,45
39	Кун/т 220 кВ	5,8	2,4				2,41	225,29	-22,75
40	Аксака/т 220 кВ	4,9	2,1				2,33	225,12	-22,52
41	Оунэ/т 220 кВ	4,6	1,9				1,99	224,38	-22,28
42	Тумнин/т 220 кВ	3,5	1,4			-12,8	2,43	225,35	-22,51
43	Ванино/т 220 кВ	5	2,1			-6,3	2,47	225,44	-22,66
44	Ландыши/т 220 кВ	4,3	1,8				-0,7	218,46	-19,31

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 4,55% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -5,04 % в нейтрали трансформатора на ПС Ванино. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима летнего периода отражена в таблице 31.

Таблица 31 - Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима летнего периода

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	20	710	2,8	11	5
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	36	710	5,1	19	5
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	6	710	0,9	-3	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	81	605	13,4	-73	90
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	66	710	9,3	-26	31
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	40	710	5,6	-20	16
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	32	710	4,5	-11	8
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ		710		-19	35
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	13	710	2,7	-15	5
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ		710		-24	30
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	16	710	3,4	-18	17
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	31	710	6,3	-10	7
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	43	710	6,1	-10	-4
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	20	710	2,8	-7	-17
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ		710		2	-22
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	134	710	22,3	-8	-5
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	163	710	25,6	-1	-23

Продолжение таблицы 31

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	297	605	49,4	85	-13
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	604	605	99,8	91	-13
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	55	-8
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	206	605	34,2	46	-7

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 99,8 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – Ванино. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности послеаварийного режима летнего периода в схеме приведено в таблице 32.

Таблица 32 - Структура потерь активной мощности послеаварийного режима летнего периода

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	19,21	19,15	19,02	0,21

Потери активной мощности в схеме составляют 19,21 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 4,4%, что характеризует схему как высокоэффективную.

В таблице 33 приведено структурное представление баланса реактивной мощности послеаварийного режима летнего периода.

Таблица 33 - Структура баланса реактивной мощности послеаварийного режима летнего периода

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	33,69	11,4	5,07

Ниже приведены результаты расчёта параметров режима для схемы с прогнозными нагрузками 2026 года.

Нормальный режим максимальных нагрузок.

Параметры узлов нормального режима прогнозного года представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Параметры узлов нормального режима прогнозного года

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	11,3	5,6				1,11	222,44	-27,82
2	Старт 220 кВ	11,2	5,9			-23,6	1,23	222,72	-27,71
3	ГПП-4 220 кВ	3,5	1,5				1,51	223,32	-27,41
4	Комсомольская 220 кВ	24,8	15,1				1,53	223,36	-27,38
5	Селихино 220 кВ	5,5	3,8				3,29	227,24	-30,13
6	Уктур 220 кВ	6,3	1,5				4,27	229,4	-32,04
7	Высокогорная 220 кВ	17,5	7,6				4,29	229,44	-32,52
8	Ванино 220 кВ	46,5	24,6			-31,3	2,32	225,11	-32,73
18	Комсомольская ней1						-1,45	216,8	-20,79
19	Комсомольская ней2						-1,22	217,32	-21,68
20	Комсомольская 110 кВ	24,8	11			-6,5	4,32	114,75	-22,34
21	Комсомольская 10 кВ	9,7	4,5				2,98	10,3	-22,08
32	Ванино ней1						1,28	222,820	-31,05
33	Ванино ней2						1,28	222,82	-31,05
34	Ванино 110 кВ	46,5	24,6				6,66	117,33	-31,57
35	Ванино 10 кВ	21,8	12,3				4,75	10,47	-32,73
36	СТЭЦ			120	24,9		10	121	-28,14
37	АТЭЦ			185,1	0,7		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	11,7	4,9			-27,8	4,02	228,84	-31,59
39	Кун/т 220 кВ	9,8	4,1				3,95	228,7	-31,46
40	Аксака/т 220 кВ	8,3	3,5				4,25	229,34	-32,19
41	Оунэ/т 220 кВ	7,8	3,3				4,39	229,66	-32,11
42	Тумнин/т 220 кВ	6	2,5			-12,8	3,83	228,42	-32,87
43	Ванино/т 220 кВ	8,6	3,5			-6,3	3,2	227,04	-32,94
44	Ландыши/т 220 кВ	7,4	3,1				3,48	227,66	-32,85

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -1,45 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений

находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей нормального режима прогнозного года отражена в таблице 35.

Таблица 35 - Токовая нагрузка ветвей нормального режима прогнозного года

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	33	710	4,6	10	5
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	61	710	8,7	21	4
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	9	710	1,4	-3	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	285	605	47,1	-86	105
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	94	710	13,3	-26	31
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	57	710	8	-17	14
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	37	710	5,2	-12	8
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	83	710	11,8	-22	30
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	39	710	5,5	-12	4
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	91	710	12,8	-26	28
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	59	710	8,4	-15	18
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	33	710	4,6	-10	7
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	29	710	5,4	-10	-4
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	24	710	5,9	-7	-15
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	33	710	7,6	2	-28
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	20	710	5,8	-9	-5
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	28	710	7,9	-1	-20
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	441	605	73	91	-13
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	441	605	73	91	-12
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	294	605	48,6	50	-8
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	294	605	48,6	59	-8

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 73 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – ПС Комсомольская. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности нормального режима прогнозного года в схеме приведено в таблице 36.

Таблица 36 - Структура потерь активной мощности нормального режима прогнозного года

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	25,12	25,12	24,92	0,21

Потери активной мощности в схеме составляют 25,12 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 7,6%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 37 отражено структурное представление баланса реактивной мощности нормального режима прогнозного года

Таблица 37 - Структура баланса реактивной мощности нормального режима прогнозного года

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	54,96	16,6	5,29

Для анализа схемы послеаварийного режима были отключены наиболее загруженные участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

В таблице 38 приведены параметры узлов послеаварийного режима прогнозного года.

Таблица 38 - Параметры узлов послеаварийного режима прогнозного года

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$B_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	11,3	5,6				-3,77	211,72	-27,97
2	Старт 220 кВ	11,2	5,9			-23,6	-3,63	212,02	-27,85

Продолжение таблицы 38

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
3	ГПП-4 220 кВ	3,5	1,5				-3,33	212,68	-27,52
4	Комсомольская 220 кВ	24,8	15,1				-3,3	212,73	-27,49
5	Селихино 220 кВ	5,5	3,8				-3,06	213,27	-30,36
6	Уктур 220 кВ	6,3	1,5				-1,28	217,18	-36,77
7	Высокогорная 220 кВ	17,5	7,6				-0,24	219,47	-39,8
8	Ванино 220 кВ	46,5	24,6			-31,3	-0,79	218,26	-39,93
18	Комсомольская ней1						-3,53	212,23	-20,32
19	Комсомольская ней2						-3,65	211,96	-21,26
20	Комсомольская 110 кВ	24,8	11			-6,5	1,49	111,63	-21,99
21	Комсомольская 10 кВ	9,7	4,5				0,62	10,06	-21,67
32	Ванино ней1						-0,03	219,920	-38,2
33	Ванино ней2						-0,03	219,92	-38,2
34	Ванино 110 кВ	46,5	24,6				4,87	115,36	-38,75
35	Ванино 10 кВ	21,8	12,3				3,34	10,33	-39,93
36	СТЭЦ			120	55,9		10	121	-35,54
37	АТЭЦ			188,4	36,6		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	11,7	4,9			-27,8	-1,96	215,69	-34,84
39	Кун/т 220 кВ	9,8	4,1				-0,27	219,4	-40,79
40	Аксака/т 220 кВ	8,3	3,5				-0,16	219,64	-40,41
41	Оунэ/т 220 кВ	7,8	3,3				-0,31	219,31	-40,03
42	Тумнин/т 220 кВ	6	2,5			-12,8	-0,04	219,92	-40,39
43	Ванино/т 220 кВ	8,6	3,5			-6,3	-0,12	219,74	-40,64
44	Ландыши/т 220 кВ	7,4	3,1				-0,26	219,44	-40,1

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -3,77 % на ПС Парус. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима прогнозного года отражена в таблице 39.

Таблица 39 - Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима прогнозного года

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	34	710	4,8	10	5

Продолжение таблицы 39

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	65	710	9,1	21	4
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	10	710	1,5	-4	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	263	605	43,4	-92	83
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	246	710	34,7	-29	26
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	210	710	29,6	-18	14
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	190	710	26,8	-11	10
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ		710		-19	33
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	22	710	3,3	-15	6
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ		710		-31	30
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	28	710	4,1	-20	18
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	48	710	7,6	-11	8
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	48	710	6,8	-13	-5
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	25	710	3,5	-7	-17
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ		710		2	-22
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	25	710	3,5	-10	-5
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	10	710	4,9	-1	-25
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	459	605	75,9	91	-15
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	459	605	75,9	72	-14
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	319	605	52,7	50	-7
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	319	605	52,7	59	-8

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 75,9 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – ПС Комсомольская. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности послеаварийного режима прогнозного года в схеме приведено в таблице 40.

Таблица 40 - Структура потерь активной мощности послеаварийного режима прогнозного года

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	28,41	28,23	27,81	0,21

Потери активной мощности в схеме составляют 28,41 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 9,2%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 41 отражено структурное представление баланса реактивной мощности послеаварийного режима прогнозного года

Таблица 41 - Структура баланса реактивной мощности послеаварийного режима прогнозного года

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	67,56	11,2	4,85

Ниже приведены параметры схем нормального и послеаварийного режимов летнего периода 2026 года.

В таблице 42 приведены параметры узлов нормального режима летнего периода 2026 года.

Таблица 42 - Параметры узлов нормального режима летнего периода 2026 года

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$B_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	9	4,5				4,46	229,82	-21,86
2	Старт 220 кВ	2,8	1,2			-23,6	4,56	230,02	-21,78
3	ГПП-4 220 кВ	4,4	3				4,57	230,05	-21,64
4	Комсомольская 220 кВ	5	1,2				4,61	230,14	-21,61
5	Селихино 220 кВ	14	6,1				5,79	232,74	-22,98
6	Уктур 220 кВ						6,41	234,1	-23,42
7	Высокогорная 220 кВ						6,91	235,2	-22,72
8	Ванино 220 кВ					-31,3	6,31	233,87	-19,13
18	Комсомольская ней1	19,8	12,1				1,53	223,36	-18,56

Продолжение таблицы 42

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
19	Комсомольская ней2	9	4,7				1,62	223,56	-19,2
20	Комсомольская 110 кВ	6,6	2,8			-6,5	7,21	117,93	-19,6
21	Комсомольская 10 кВ	7,8	3,3				6,29	10,63	-19,52
32	Ванино ней1						3,85	228,470	-16,34
33	Ванино ней2	9,4	3,9				3,97	228,74	-16,15
34	Ванино 110 кВ	4,8	2				9,83	120,82	-16,97
35	Ванино 10 кВ	6,2	2,6				8,96	10,9	-16,7
36	СТЭЦ	6,9	2,8	120	-25,5		10	121	-13,38
37	АТЭЦ	5,9	2,5	119,8	-10		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	37,2	19,7			-27,8	5,76	232,66	-23,77
39	Кун/т 220 кВ	7,8	3,6				6,13	233,48	-23,49
40	Аксака/т 220 кВ	37,2	19,7				6,03	233,26	-23,6
41	Оунэ/т 220 кВ	19,8	8,8				6,72	234,78	-23,2
42	Тумнин/т 220 кВ					-12,8	6,92	235,22	-21,61
43	Ванино/т 220 кВ	17,4	9,8			-6,3	6,49	234,27	-20,68
44	Ландыши/т 220 кВ						7,05	235,51	-20,71

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет 1,53 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей нормального режима летнего периода 2026 года отражена в таблице 43.

Таблица 43 - Токовая нагрузка ветвей нормального режима летнего периода 2026 года

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	25	710	3,6	9	5
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	30	710	4,3	22	4
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	11	710	1,9	-4	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	156	605	25,8	-73	83

Продолжение таблицы 43

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	51	710	7,2	-26	31
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	61	710	8,6	-15	14
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	52	710	7,4	-11	10
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	47	710	6,6	-22	33
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	47	710	6,6	-13	5
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	43	710	6,1	-26	30
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	14	710	2,4	-18	18
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	90	710	12,7	-9	7
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	81	710	12,2	-12	-4
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	87	710	13,6	-7	-20
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	128	710	18,9	3	-26
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	95	710	14,5	-9	-4
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	103	710	16,3	-1	-25
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	272	605	45,2	85	-13
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	272	605	45,2	78	-13
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	276	605	46	46	-8
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	276	605	46	55	-7

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 46 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – ПС Ванино. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности нормального режима летнего периода 2026 года в схеме приведено в таблице 44.

Таблица 44 - Структура активных потерь нормального режима летнего периода 2026 года

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	17,65	17,43	7,19	0,24

Потери активной мощности в схеме составляют 17,65 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 4%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 45 отражено структурное представление баланса реактивной мощности нормального режима летнего периода 2026 года.

Таблица 45 - Структура баланса реактивной мощности нормального режима летнего периода 2026 года

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	31,23	17,5	5,61

Для анализа схемы послеаварийного режима были отключены наиболее загруженные участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

В таблице 46 представлены параметры узлов послеаварийного режима летнего периода 2026 года.

Таблица 46 - Параметры узлов послеаварийного режима летнего периода 2026 года

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$B_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	9	4,5				-0,01	219,98	-21,57
2	Старт 220 кВ	2,8	1,2			-23,6	0,09	220,2	-21,48
3	ГПП-4 220 кВ	4,4	3				0,11	220,25	-21,32
4	Комсомольская 220 кВ	5	1,2				0,16	220,35	-21,29
5	Селихино 220 кВ	14	6,1				-0,16	219,65	-22,57
6	Уктур 220 кВ						0,17	220,38	-24,00
7	Высокогорная 220 кВ						0,62	221,37	-23,80
8	Ванино 220 кВ					-31,3	3,11	226,85	-15,32
18	Комсомольская ней1	19,8	12,1				-0,32	219,29	-18,02
19	Комсомольская ней2	9	4,7				-0,56	218,76	-18,69
20	Комсомольская 110 кВ	6,6	2,8			-6,5	4,67	115,13	-19,14

Продолжение таблицы 46

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, \circ$
21	Комсомольская 10 кВ	7,8	3,3				4,2	10,42	-19,03
32	Ванино ней1						2,51	225,520	-12,41
33	Ванино ней2	9,4	3,9				2,63	225,79	-12,21
34	Ванино 110 кВ	4,8	2				8	118,8	-13,07
35	Ванино 10 кВ	6,2	2,6				7,55	10,75	-12,77
36	СТЭЦ	6,9	2,8	120	6,1		10	121	-9,70
37	АТЭЦ	5,9	2,5	121,2	23,3		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	37,2	19,7			-27,8	-0,44	219,03	-24,08
39	Кун/т 220 кВ	7,8	3,6				-0,56	218,76	-25,44
40	Аксака/т 220 кВ	37,2	19,7				-0,52	218,86	-25,13
41	Оунэ/т 220 кВ	19,8	8,8				0,13	220,28	-24,35
42	Тумнин/т 220 кВ					-12,8	0,54	221,19	-24,45
43	Ванино/т 220 кВ	17,4	9,8			-6,3	0,04	220,1	-24,91
44	Ландыши/т 220 кВ						2,32	225,11	-18,90

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -0,56 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима летнего периода 2026 года отражена в таблице 47.

Таблица 47 - Токовая нагрузка ветвей послеаварийного режима летнего периода 2026 года

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	26	710	3,7	9	4
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	31	710	4,4	18	6
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	12	710	2	-4	1
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	123	605	20,3	-86	83
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	85	710	12	-24	29

Продолжение таблицы 47

Наименование	Расчётный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	46	710	6,4	-18	17
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	31	710	4,3	-13	8
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ		710		-22	33
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	57	710	8	-15	5
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ		710		-26	30
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	23	710	3,6	-18	17
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	124	710	17,4	-11	8
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	49	710	6,9	-13	-6
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	46	710	7,3	-6	-20
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ		710		2	-28
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	229	710	32,5	-10	-6
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	230	710	32,8	-1	-23
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	281	605	46,4	78	-13
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	281	605	46,4	72	-14
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	270	605	44,6	59	-7
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	270	605	44,6	50	-7

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 46,4 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – ПС Комсомольская. В сети так же наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам электрических станций, необходима установка СТК на шинах ПС.

Структурное представление потерь активной мощности послеаварийного режима летнего периода 2026 года в схеме приведено в таблице 48.

Таблица 48 - Структура потерь активной мощности послеаварийного режима летнего периода 2026 года

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	19,66	19,43	19,2	0,23

Потери активной мощности в схеме составляют 19,66 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 5%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 49 отражено структурное представление баланса реактивной мощности послеаварийного режима летнего периода 2026 года.

Таблица 49 - Структура баланса реактивной мощности послеаварийного режима летнего периода 2026 года

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	38,2	11,6	5,11

На рисунке 11 приведена диаграмма суммарных активных потерь в схеме с летними и зимними электрическими нагрузками на базовый и прогнозные год.

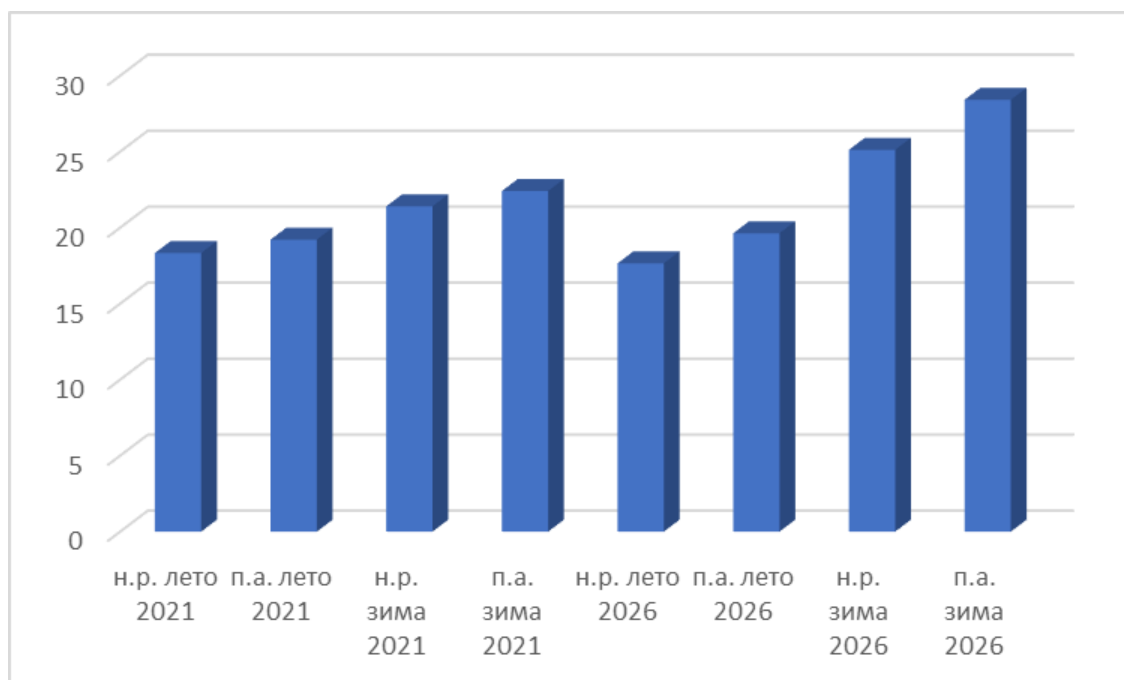


Рисунок 11 - Технологические потери при различных режимах работы сети

Режимный анализ выявил низкую загруженность линий электропередачи, несоответствие параметров узловых напряжений и токовой загрузки в послеаварийных режимах, слабую структурную связанность сети. Во всех рассчитанных режимах наблюдаются обратные перетоки реактивной мощности к шинам питающих станций, необходима дальнейшая проработка решений, направленных на их устранение.

3 ВНЕДРЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В КОМСОМОЛЬСКОМ РАЙОНЕ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

Потери электрической энергии являются одним из важнейших показателей эффективности эксплуатации электросети. Уровень потерь электроэнергии характеризует экономичность работы сети, является индикатором состояния системы контроля и учета электроэнергии, позволяет определить оптимальные пути развития электрической схемы. Снижение потерь электроэнергии позволяет снизить эксплуатационные издержки, что в свою очередь откроет пути для перераспределения финансовых потоков, которые могут быть направлены на модернизацию существующей схемы, ввод в эксплуатацию инновационного оборудования, снижение стоимости электроэнергии. Технический эффект энергосберегающих мероприятий выражается в снижении потерь мощности электросетевого оборудования, уменьшение расхода на собственные нужды подстанций, снижении темпов износа изоляции оборудования, что приведет к увеличению срока его службы и уменьшению ремонтных периодов.

В электрических сетях 220 кВ рекомендуется следующая последовательность энергосберегающих мероприятий и их порядок:

1. Выполнение организационных мероприятий по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации.
2. Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях энергосистем.
3. Мероприятия, предусмотренные планами капитального строительства и реконструкции электрических сетей

Анализ схемно-режимной ситуации электрической сети Комсомольского района позволил выявить низкую загруженность ЛЭП и силовых трансформаторов. Исходя из этого, мероприятия по строительству новых ЛЭП и реконструкции существующих не позволят добиться экономического эффекта. Таким образом, энергосберегающими

мероприятиями, принятыми к рассмотрению, выбраны оптимизация режимов работы и внедрение КУ.

3.1 Проработка подхода к проведению энергосберегающих мероприятий на объекте исследования

Оптимизация режимов работы электрической сети позволяет достичь оптимального потокораспределения активной и реактивной мощности в ветвях схемы. При проведении оптимизации следует контролировать узловые напряжения в границах, установленных ГОСТ, токовую загрузку ЛЭП. Оптимальным является такой режим, активные потери которого ниже по отношению к потерям в исходной схеме. Экономическим эффектом энергосберегающих мероприятий будет разность стоимости оборудования, принятым к установке, и эффекта от снижения потерь.

Активная мощность вырабатывается на электрических станциях, поэтому управление потоками активной мощности можно произвести, изменяя мощность генерации электрических станций. Источниками питания рассматриваемого эквивалента являются АТЭЦ и СТЭЦ с установленной мощностью соответственно 285 и 126 МВт. В модели эквивалента базисным узлом выбрана шина наиболее мощной станции – АТЭЦ. Тогда, изменяя генерацию активной мощности на шинах СТЭЦ, генерация активной мощности АТЭЦ будет определена автоматически, исходя из баланса активной мощности в электрической сети. В работе принято, что для генерации 1 МВт мощности на каждой электрической станции требуется одинаковое количество тонн условного топлива и его цена одинаковая.

В работе рассчитан ряд режимов, в которых генерация активной мощности СТЭЦ изменяется в пределах $[0;126]$ МВт. Расчёт автоматизирован с помощью вариантных расчетов RastrWin3, сценарии которого позволяют провести серии расчетов с заранее известными изменениями параметров одного или нескольких режимов и контроля некоторых выбранных величин.

Для каждого режима с принятым $P_{ген}$ СТЭЦ проведена оптимизация. Оптимизация направлена на снижение потерь активной мощности в схеме, при этом будут получены оптимальные потоки реактивной мощности в ветвях схемы, обеспечены удовлетворительные значения узловых напряжений и токовой загрузки. Алгоритм оптимизации автоматизирован в ПВК RastrWin3. Для его проведения заданы допустимые границы, в пределах которых должны находиться узловые напряжения, диапазон изменения $Q_{ген}$ в этих узлах, установлен контроль токовой загрузки ЛЭП.

3.2 Реализация энергосберегающих мероприятий в модели эквивалента электрической сети

Апробация подхода к энергосбережению проведена на модели эквивалента электрической сети Комсомольского района Хабаровского края в режиме зимних нагрузок 2026 года. Суммарные активные потери в схеме определены при анализе схемно-режимной ситуации рассматриваемого района и составляют 25,12 МВт.

Сценарий вариантных расчетов задан во вкладке Варианты_Содержание ПВК RastrWin3. Задан номер узла «36», в котором изменяется генерация активной мощности, установлен тип изменения «Ген. P&lim», заданы пределы изменения генерации. Для контроля параметров режима сформирована таблица контрольных величин, в которую внесены: активные потери в схеме, суммарная мощность КУ. Для проведения оптимизации заданы границы допустимых изменений Q на шинах ПС, установлен контроль по напряжению в пределах $\pm 10\%$ $U_{ном}$ и токовой загрузки ЛЭП.

Результат расчета сведен в таблицу 50.

Таблица 50 — Вариантные расчеты

№	$P_{ген}$ СТЭЦ, МВт	$P_{ген}$ АТЭЦ, МВт	dP, МВт	$Q_{КУ}$, Мвар
1	0	342	54,104	231,69
2	1	341	53,892	229,86
3	2	340	53,332	223,03
4	3	338	52,777	216,62
5	4	337	52,229	210,62

Продолжение таблицы 50

№	Р _{ген} СТЭЦ, МВт	Р _{ген} АТЭЦ, МВт	dP, МВт	Q _{ку} , Мвар
6	5	335	51,686	205,03
7	6	334	51,149	199,78
8	7	332	50,618	194,87
9	8	331	50,092	190,28
10	9	329	49,571	185,99
11	10	328	49,055	181,97
12	11	326	48,546	178,55
13	12	325	48,04	176,99
14	13	323	47,54	175,51
15	14	322	47,044	174,11
16	15	320	46,554	172,79
17	16	319	46,068	171,53
18	17	317	45,587	170,35
19	18	316	45,111	169,23
20	19	314	44,639	168,17
21	20	313	44,172	167,18
22	21	311	43,709	166,24
23	22	310	43,251	165,36
24	23	308	42,797	164,54
25	24	307	42,348	163,76
26	25	305	41,903	163,04
27	26	304	41,462	162,36
28	27	303	41,026	161,74
29	28	301	40,594	161,16
30	29	300	40,166	160,62
31	30	298	39,742	160,12
32	31	297	39,323	159,67
33	32	295	38,907	159,52
34	33	294	38,496	159,5
35	34	293	38,088	159,51
36	35	291	37,685	159,55
37	36	290	37,286	159,78
38	37	288	36,89	160,65
39	38	287	36,499	161,53
40	39	286	36,111	162,41
41	40	284	35,727	163,29
42	41	283	35,347	164,18
43	42	282	34,971	165,08
44	43	280	34,598	165,98
45	44	279	34,23	166,9
46	45	277	33,865	167,81
47	46	276	33,503	168,74

Продолжение таблицы 50

№	Р _{ген} СТЭЦ, МВт	Р _{ген} АТЭЦ, МВт	dP, МВт	Q _{ку} , Мвар
48	47	275	33,146	169,68
49	48	273	32,792	170,64
50	49	272	32,441	171,61
51	50	271	32,094	172,6
52	51	269	31,751	173,62
53	52	268	31,41	174,68
54	53	267	31,074	175,8
55	54	265	30,74	177,04
56	55	264	30,408	178,59
57	56	263	30,058	177,92
58	57	261	29,738	186,92
59	58	260	29,388	179,63
60	59	258	29,078	178,2
61	60	257	28,794	177,14
62	61	256	28,487	175,69
63	62	255	28,184	174,28
64	63	253	27,883	172,89
65	64	252	27,586	171,53
66	65	251	27,292	170,2
67	66	250	27,001	168,91
68	67	248	26,713	167,64
69	68	247	26,428	166,41
70	69	246	26,146	165,2
71	70	244	25,867	164,04
72	71	243	25,591	162,91
73	72	242	25,333	192,81
74	73	241	25,045	159,6
75	74	239	24,761	162,9
76	75	238	24,515	161,66
77	76	237	24,254	160,35
78	77	236	23,996	159,11
79	78	234	23,741	159,02
80	79	233	23,487	166,22
81	80	232	23,235	160,04
82	81	230	22,976	156,7
83	82	229	22,764	174,18
84	83	228	22,509	180,42
85	84	227	22,258	159,23
86	85	225	22,01	157,13
87	86	224	21,79	157,33
88	87	223	21,559	157,54
89	88	222	21,322	161,77

Продолжение таблицы 50

№	$P_{\text{ген}} \text{ СТЭЦ, МВт}$	$P_{\text{ген}} \text{ АТЭЦ, МВт}$	$dP, \text{ МВт}$	$Q_{\text{ку}}, \text{ Мвар}$
90	89	221	21,095	157,16
91	90	219	20,881	157,37
92	91	218	20,661	157,59
93	92	217	20,444	157,81
94	93	216	20,263	186,14
95	94	215	20,014	163,35
96	95	213	19,798	158,17
97	96	212	19,602	158,38
98	97	211	19,399	158,6
99	98	210	19,198	158,81
100	99	209	18,999	159,03
101	100	207	18,804	159,25
102	101	206	18,611	159,46
103	102	205	18,42	159,68
104	103	204	18,218	165,31
105	104	203	18,035	159,53
106	105	201	17,861	159,75
107	106	200	17,681	159,96
108	107	199	17,503	160,17
109	108	198	17,328	160,39
110	109	197	17,155	160,61
111	110	196	16,985	160,82
112	111	194	16,818	161,05
113	112	193	16,653	161,27
114	113	192	16,425	169,96
115	114	191	16,305	170
116	115	190	16,146	169,76
117	116	188	15,945	166,26
118	117	187	15,824	168,88
119	118	186	15,732	187,12
120	119	185	15,511	173,27
121	120	184	15,378	162,62
122	121	183	15,232	167,89
123	122	182	15,092	165,88
124	123	180	14,95	165,12
125	124	179	14,824	163,53
126	125	178	14,689	164,51
127	126	177	14,627	145,61

На рисунках 12–14 представлены зависимости генерации СТЭЦ, суммарной мощности оптимального состава КУ, суммарных активных потерь от активной генерации АТЭЦ.

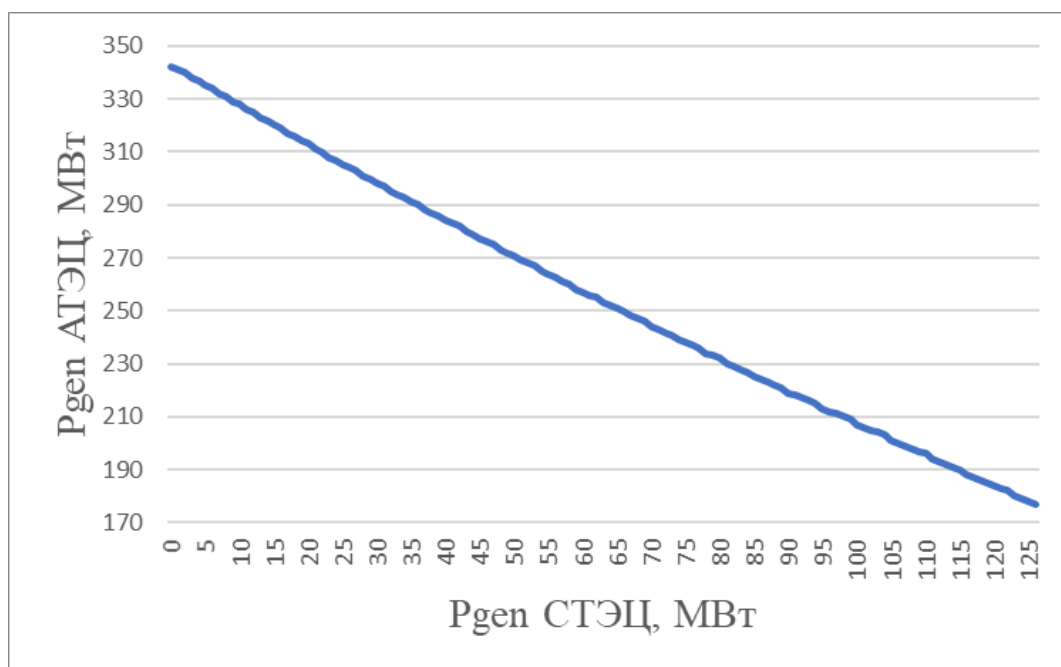


Рисунок 12 - $P_{\text{ген}} \text{ АТЭС} = f(P_{\text{ген}} \text{ СТЭЦ})$

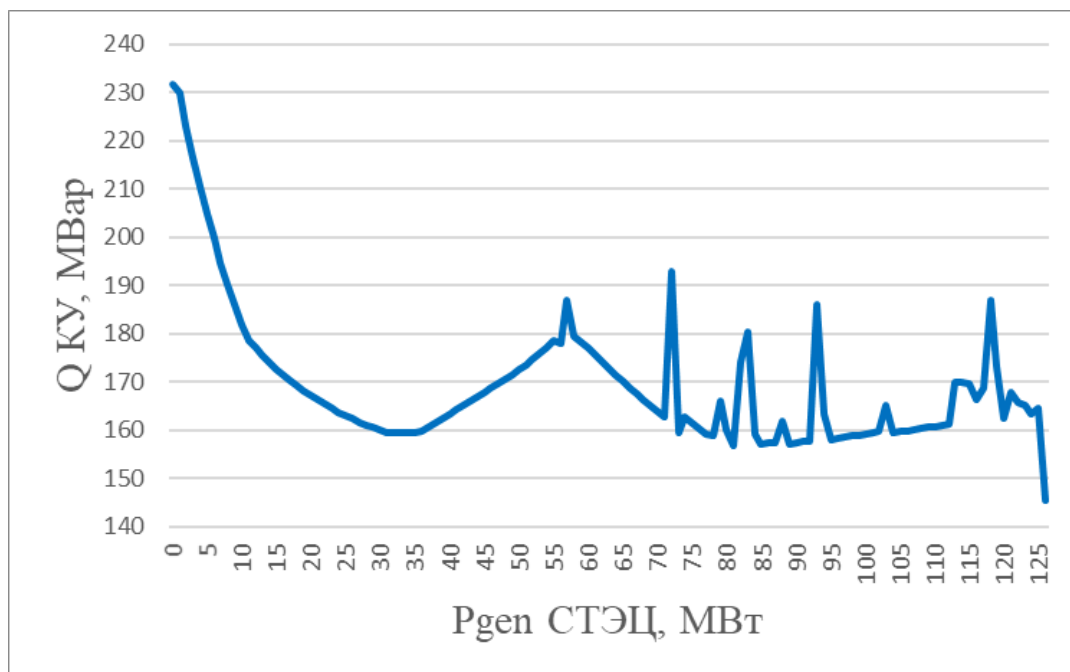


Рисунок 13 - $Q \text{ КУ} = f(P_{\text{ген}} \text{ СТЭЦ})$

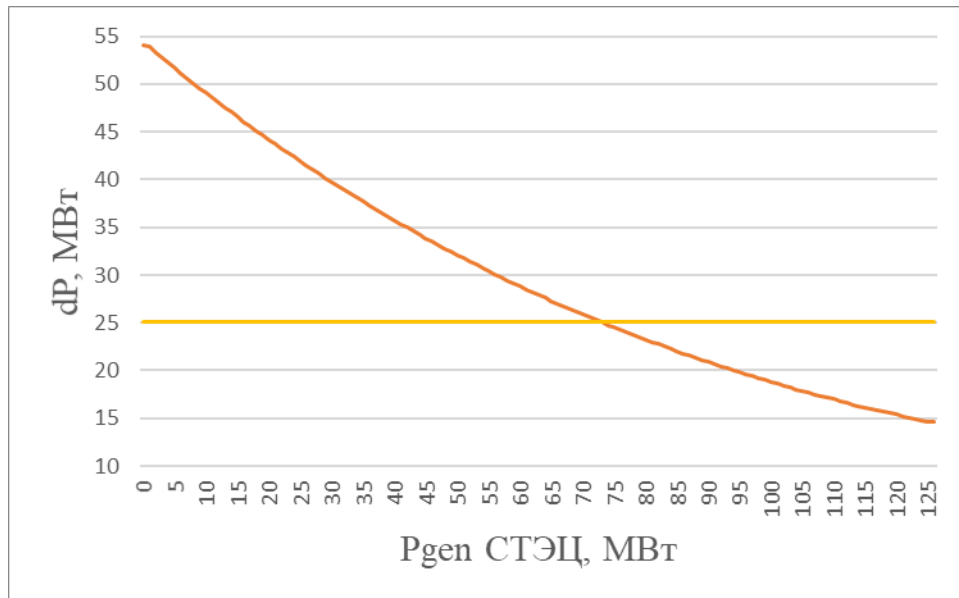


Рисунок 14 - $dP = f(P_{\text{ген}} \text{ СТЭЦ})$

Из рисунка 14 видно, что при превышении генерации на СТЭЦ 73 МВт потери в схеме ниже потерь исходного режима - 25,15 МВт.

Выбор оптимального режима сделан на основе оценки экономической эффективности мероприятий. С этой целью рассчитаны затраты на внедрение КУ по формуле:

$$Z_{KV,k} = \frac{Q_{KV,k} \cdot c_{QKV}}{T}, \quad (4)$$

где $Q_{KV,k}$ - суммарная мощность КУ;

c_{QKV} - суммарная стоимость КУ, $748,63 \cdot 10^{-3}$ млн. руб/Мвар;

T - срок эксплуатации КУ, 20 лет.

Рассчитан так же эффект от снижения потерь активной мощности:

$$\mathcal{E}_k = (dP_{\text{исх}} - dP_k) \cdot 8760 \cdot c_{dP}, \quad (5)$$

где $dP_{\text{исх}}$ - активные потери исходной схемы, 25,12 МВт;

dP_k - активные потери к-го режима;

8760 – число часов в году;

$c_{\Delta P} = 89.76 \cdot 10^{-6}$ тыс. руб/(МВт·ч).

Суммарный эффект определен по формуле:

$$\mathcal{E}_{\Sigma k} = \mathcal{E}_k - \mathcal{Z}_{KV,k}, \quad (6)$$

Результаты расчетов для каждого варианта приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Экономическая эффективность вариантных расчетов

$P_{\text{ген}} \text{ СТЭЦ, МВт}$	$\mathcal{Z}_{KV,k}$, млн. руб	\mathcal{E}_k , млн. руб	$\mathcal{E}_{\Sigma k}$, млн. руб
73	5,97	0,08	-5,89
74	6,10	0,31	-5,79
75	6,05	0,50	-5,55
76	6,00	0,70	-5,30
77	5,96	0,91	-5,05
78	5,95	1,11	-4,84
79	6,22	1,31	-4,91
80	5,99	1,51	-4,48
81	5,87	1,71	-4,16
82	6,52	1,88	-4,64
83	6,75	2,08	-4,68
84	5,96	2,27	-3,69
85	5,88	2,47	-3,41
86	5,89	2,64	-3,25
87	5,90	2,82	-3,07
88	6,06	3,01	-3,05
89	5,88	3,19	-2,69
90	5,89	3,36	-2,53
91	5,90	3,53	-2,37
92	5,91	3,70	-2,21
93	6,97	3,84	-3,12
94	6,11	4,04	-2,08
95	5,92	4,21	-1,71
96	5,93	4,36	-1,57
97	5,94	4,52	-1,41

Продолжение таблицы 51

Рген СТЭЦ, МВт	$Z_{KV,k}$, млн. руб	\mathcal{E}_k , млн. руб	$\mathcal{E}_{\Sigma k}$, млн. руб
98	5,94	4,68	-1,26
99	5,95	4,84	-1,12
100	5,96	4,99	-0,97
101	5,97	5,14	-0,83
102	5,98	5,29	-0,69
103	6,19	5,45	-0,74
104	5,97	5,59	-0,38
105	5,98	5,73	-0,25
106	5,99	5,87	-0,11
107	6,00	6,01	0,02
108	6,00	6,15	0,15
109	6,01	6,29	0,27
110	6,02	6,42	0,40
111	6,03	6,55	0,52
112	6,04	6,68	0,64
113	6,36	6,86	0,50
114	6,36	6,95	0,59
115	6,35	7,08	0,73
116	6,22	7,24	1,01
117	6,32	7,33	1,01
118	7,00	7,41	0,40
119	6,49	7,58	1,09
120	6,09	7,68	1,60
121	6,28	7,80	1,51
122	6,21	7,91	1,70
123	6,18	8,02	1,84
124	6,12	8,12	2,00
125	6,16	8,23	2,07
126	5,45	8,27	2,82

На рисунке 15 представлена зависимость экономических показателей от активной генерации СТЭЦ.

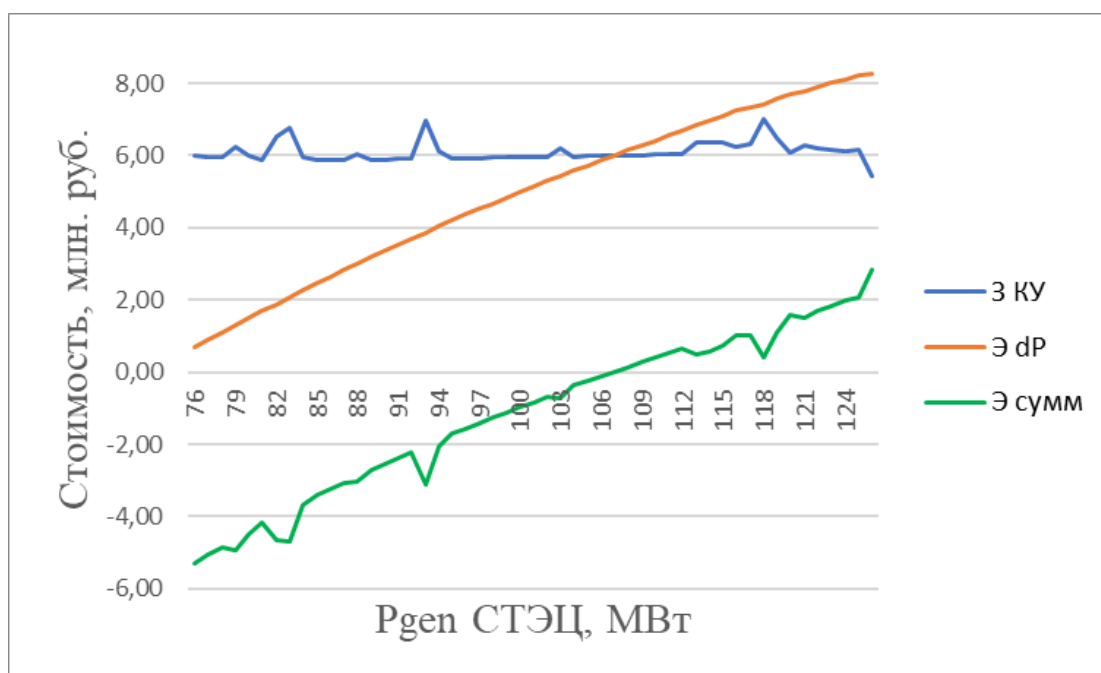


Рисунок 15 – Экономические показатели вариантных расчетов

Анализ рисунка 15 позволяет заключить, что наиболее эффективным является режим с активной генерацией СТЭЦ 126 МВт. В этом случае \mathcal{E}_Σ достигает максимального значения, 2.82 млн. руб, эффект от снижения потерь составляет 8.27 млн. руб, стоимость внедрения КУ 5.45 млн. руб.

3.3 Выбор средств технической реализации проекта

На основании анализа параметров оптимального режима произведен выбор технической реализации проекта. Параметры узлов оптимальной схемы приведены в таблице 52.

Таблица 52 – Параметры узлов оптимальной схемы

Название	Q_r , Мвар	Тип устройства	Марка
Парус 220 кВ	15	БСК	2*БСК-220-8
Старт 220 кВ	15	БСК	2*БСК-220-8
ГПП-4 220 кВ	15	БСК	2*БСК-220-8
Комсомольская 220 кВ	15	БСК	2*БСК-220-8
Селихино 220 кВ	1,4	-	-
Уктур 220 кВ	-9,1	УШРТ	2*РОМБС-4000/220
Высокогорная 220 кВ	-15	УШРТ	2*РОМБС-8000/220
Ванино 220 кВ	15	БСК	2*БСК-220-8
Комсомольская 110 кВ	-25	УШРТ	2*РОМБС-12000/110
Эльдинан/т 220 кВ	-1,4	-	-
Кун/т 220 кВ	-5,9	УШРТ	2*РОМБС-3000/220

Название	Q _г , Мвар	Тип устройства	Марка
Аксака/т 220 кВ	-5,3	УШРТ	2*РОМБС-2500/220
Оунэ/т 220 кВ	-11,6	УШРТ	2*РОМБС-5000/220
Тумнин/т 220 кВ	-6,2	УШРТ	2*РОМБС-2500/220
Ванино/т 220 кВ	13,6	БСК	2*БСК-220-6
Ландыши/т 220 кВ	2,1	-	-

К установке приняты батареи статических конденсаторов и управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа. Выбранные марки БСК: 6*БСК-220-15; УШРТ: РОМБС-25000/110, РОМБС-15000/220, 2*РОМБС-11000/220, 3*РОМБС-5000/220. На ПС Селихино, Эльдиган-тяга и Ландыши-тяга КУ не будет использовано ввиду малой мощности реактивной генерации.

Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа представляет собой трансформатор, на вторичную обмотку которого включены тиристорные вентили. Он может обеспечивать снижение колебаний напряжения, а также балансирование (симметрирование) напряжений по фазам, вызванных наличием мощной несимметричной нагрузки. Для регулирования мощности устройства применяются тиристорные вентили, управляющие током вентильной обмотки устройства. Изменением величины тока вентильной обмотки достигается безинерционное регулирование магнитного потока в сердечнике реактора, что обеспечивает высокую скорость изменения мощности в любом направлении. Автоматическое регулирование мощности производится по отклонению величины измеряемого трехфазного напряжения. Реакторы позволяют обеспечить плавную регулировку реактивной мощности с высоким быстродействием с целью разгрузки оборудования сетей и подстанций от перетоков реактивной мощности и снижения потерь в этом оборудовании, стабилизацию напряжения на шинах подстанции, повысить статическую и динамическую устойчивость энергосистемы. УШР типа РОМБС имеет расшифровку: Р – реактор; О – однофазный; М – вид

охлаждения естественное масляное; БС – бронестержневой; далее указана номинальная мощность в кВар, после номинальное напряжение.

Батарея статических конденсаторов - электроустановка, предназначенная для компенсации реактивной мощности. Конструктивно представляет собой конденсаторы, разделенные на несколько ступеней с разной емкостью, и устройство управления. Устройство управления способно автоматически поддерживать заданный коэффициент мощности на нужном уровне переключением числа включенных в сеть конденсаторов. Дополнительно конденсаторная установка может содержать в себе фильтры высших гармоник. Для безопасного обслуживания каждый конденсатор установки снабжается разрядным контуром для снятия остаточного заряда при отключении от сети. Преимуществами конденсаторов в качестве компенсаторов реактивной мощности являются низкие потери активной мощности, отсутствие движущихся частей и неприхотливость в обслуживании. В маркировке БСК указано номинальное напряжение установки и его мощность в Мвар.

Для подключения КУ были выбраны элегазовые выключателя типа ВГТ-220, рассчитанный на срок эксплуатации 30 лет или 10000 коммутаций без нагрузки. ВГТ-220 – элегазовый колонковый выключатель с дугогасительным устройством автокомпрессионного типа, которое демонстрирует свои расчетные преимущества при отключении больших токов. Один дугогасительный разрыв на фазу выключателя. Выключатели типа ВГТ-220 в стандартном исполнении поставляются с изоляторами из высококачественного фарфора с коричневым глазурованием или с композитными изоляторами. Трехполюсное или пополюсное управление выключателем. Механизм управления выключателем – пополюсное управление с моторно-пружинным приводом. На шинах 110 кВ ПС Комсомольская к установке приняты выключатели типа ВГТ-110.

Для выбранного состава оборудования произведен расчет установившихся режимов максимальных и минимальных нагрузок и

послеаварийные режим схемы 2026 года, так же рассчитаны схемы максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийные режим схемы 2021 года.

3.4 Проверка выбранного оборудования на расчетных схемах

Модели выбранного оборудования в расчетных схемах заданы проводимостями элементов, рассчитанных по формуле:

$$B_{ш} = \frac{Q_{ном}}{U_{ном}^2} \cdot 10^6, \quad (6)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность оборудования, Мвар;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Параметры нормального режима максимальных нагрузок 2026 года приведены в таблицах 53–54.

Таблица 53 - Параметры узлов оптимального режима зимних нагрузок

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	11,3	5,6			-310	4,52	229,94	-27,33
2	Старт 220 кВ	11,2	5,9			-310	4,37	229,61	-27,19
3	ГПП-4 220 кВ	3,5	1,5			-310	4,08	228,98	-26,83
4	Комсомольская 220 кВ	24,8	15,1			-310	3,88	228,53	-26,78
5	Селихино 220 кВ	5,5	3,8				4,28	229,42	-29,05
6	Уктур 220 кВ	6,3	1,5			227	3,97	228,73	-30,64
7	Высокогорная 220 кВ	17,5	7,6			310	3,99	228,77	-31,05
8	Ванино 220 кВ	46,5	24,6			-310	3,18	226,99	-31,12
18	Комсомольская ней1						-1,41	216,89	-20,64
19	Комсомольская ней2						-0,88	218,06	-21,49
20	Комсомольская 110 кВ	24,8	11			2066	4,9	115,39	-22,1
21	Комсомольская 10 кВ	9,7	4,5				3,15	10,31	-21,91
32	Ванино ней1						1,57	223,45	-29,27
33	Ванино ней2						1,57	223,45	-29,27
34	Ванино 110 кВ	46,5	24,6				7,09	117,8	-29,83
35	Ванино 10 кВ	21,8	12,3				5,06	10,51	-30,94
36	СТЭЦ			126	16,1		10	121	-26,15
37	АТЭЦ			177,9	0		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	11,7	4,9				3,9	228,98	-30,28

Продолжение таблицы 53

39	Кун/т 220 кВ	9,8	4,1			103	4,07	228,96	-30,17
40	Аксака/т 220 кВ	8,3	3,5			103	3,98	228,76	-30,78
41	Оунэ/т 220 кВ	7,8	3,3			227	4,01	228,82	-30,69
42	Тумнин/т 220 кВ	6	2,5			103	3,97	228,73	-31,35
43	Ванино/т 220 кВ	8,6	3,5			-310	4,01	228,83	-31,42
44	Ландыши/т 220 кВ	7,4	3,1					228,83	-31,33

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет 1,41 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 54.

Таблица 54 - Параметры ветвей оптимального режима зимних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	37	6	11	-9
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	79	12,2	23	-21
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	41	5,8	-4	16
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	260	43	-82	60
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	80	11,2	-28	15
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	41	5,8	-16	4
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	29	4	-10	6
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	65	9,2	-21	16
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	35	4,9	-13	6
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	77	10,8	-27	14
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	47	6,6	-17	8
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	23	3,6	-9	3
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	23	3,9	-9	3
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	11	1,7	-3	4
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	34	7,7	6	-12
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	21	3,6	-5	7
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	20	6,8	2	-8
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	433	71,5	84	6
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	433	71,5	84	6
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	303	50,2	62	5
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	303	50,2	62	5

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 71,5 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – Комсомольская, обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 55.

Таблица 55 - Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	14,63	14,40	13,98	0,24

Потери активной мощности в схеме составляют 14,63 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 5,92%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 56 отражено структурное представление баланса реактивной мощности в схеме.

Таблица 56 - Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	51,55	-68,05	2,13

Ниже приведен расчет послеаварийного режима максимальных нагрузок 2026 года. В схеме отключены участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

Параметры узлов послеаварийного режима зимних нагрузок представлены в таблице 57.

Таблица 57 — Параметры узлов послеаварийного режима зимних нагрузок

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$V_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	11,3	5,6			-310	4,57	230,05	-27,46
2	Старт 220 кВ	11,2	5,9			-310	4,41	229,71	-27,32
3	ГПП-4 220 кВ	3,5	1,5			-310	4,12	229,07	-26,97
4	Комсомольская 220 кВ	24,8	15,1			-310	3,92	228,62	-26,91
5	Селихино 220 кВ	5,5	3,8				4,35	229,57	-29,22
6	Уктур 220 кВ	6,3	1,5			188	4,07	228,95	-34,11
7	Высокогорная 220 кВ	17,5	7,6			310	3,58	227,88	-36,42
8	Ванино 220 кВ	46,5	24,6			-310	2,16	224,74	-35,85

Продолжение таблицы 57

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
18	Комсомольская ней1						-1,44	216,83	-20,7
19	Комсомольская ней2						-0,9	218,01	-21,56
20	Комсомольская 110 кВ	24,8	11			2000	4,88	115,37	-22,17
21	Комсомольская 10 кВ	9,7	4,5				3,12	10,31	-21,97
32	Ванино ней1						1,14	222,51	-33,97
33	Ванино ней2						1,14	222,51	-33,97
34	Ванино 110 кВ	46,5	24,6				6,51	117,16	-34,53
35	Ванино 10 кВ	21,8	12,3				4,6	10,46	-35,65
36	СТЭЦ			126	16,1		10	121	-30,93
37	АТЭЦ			177,9	22		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	11,7	4,9				4,26	229,38	-32,65
39	Кун/т 220 кВ	9,8	4,1			122	3,34	227,34	-37,31
40	Аксака/т 220 кВ	8,3	3,5			110	3,42	227,52	-36,96
41	Оунэ/т 220 кВ	7,8	3,3			240	3,49	227,68	-36,63
42	Тумнин/т 220 кВ	6	2,5			128	3,48	227,66	-36,93
43	Ванино/т 220 кВ	8,6	3,5			-281	3,43	227,55	-37,17
44	Ландыши/т 220 кВ	7,4	3,1				3,69	228,11	-36,38

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет 1,44 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 58.

Таблица 58 — Параметры ветвей послеаварийного режима зимних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	37	6	11	-10
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	79	12,2	23	-22
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	41	5,8	-4	16
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	229	37,9	-83	36
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	199	28,1	-77	20
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	164	23,1	-64	12
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	147	20,8	-57	11
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ				
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	22	3,1	8	4

Продолжение таблицы 58

Название	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ				
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	27	4,1	10	4
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	47	6,8	18	3
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	41	5,7	-15	7
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	25	3,5	-9	5
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ				
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220	22	3,1	1	9
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	52	11	8	-19
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	427	70,7	85	11
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	427	70,7	85	11
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	308	51	62	10
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	308	51	62	10

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 70,7 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – Комсомольская, обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 59.

Таблица 59 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Комсомольский	16,49	16,25	15,83	0,23

Потери активной мощности в схеме составляют 16,49 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 6,74%, что характеризует схему как эффективную.

В таблице 60 отражено структурное представление баланса реактивной мощности в схеме.

Таблица 60 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, \text{Мвар}$	$Q_{пост.}, \text{Мвар}$	$Q_{ш}, \text{Мвар}$
Комсомольский	64,34	-123,52	2,11

Так же проведена проверка выбранного оборудования на схемах нормального и послеаварийного режимов минимальных нагрузок 2026 года.

Параметры узлов нормального режима минимальных нагрузок 2026 года приведены в таблице 61.

Таблица 61 — Параметры узлов послеаварийного режима зимних нагрузок

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	11,3	5,6			-310	-2,65	214,16	-28,78
2	Старт 220 кВ	11,2	5,9			-310	-2,8	213,85	-28,63
3	ГПП-4 220 кВ	3,5	1,5			-310	-3,05	213,28	-28,23
4	Комсомольская 220 кВ	24,8	15,1			-310	-3,26	212,84	-28,16
5	Селихино 220 кВ	5,5	3,8				-3,16	213,04	-30,75
6	Уктур 220 кВ	6,3	1,5			227	-3,61	212,06	-32,6
7	Высокогорная 220 кВ	17,5	7,6			310	-3,47	212,37	-33,09
8	Ванино 220 кВ	46,5	24,6			-310	-3,64	212	-33,3
18	Комсомольская ней1						-7,79	202,87	-21,08
19	Комсомольская ней2						-7,37	203,79	-22,06
20	Комсомольская 110 кВ	24,8	11			2066	-2	107,8	-22,77
21	Комсомольская 10 кВ	9,7	4,5				-3,67	9,63	-22,54
32	Ванино ней1						-4,47	210,17	-31,21
33	Ванино ней2						-4,47	210,17	-31,21
34	Ванино 110 кВ	46,5	24,6				0,56	110,61	-31,84
35	Ванино 10 кВ	21,8	12,3				-1,42	9,86	-33,09
36	СТЭЦ			126	31,9		4,55	115	-27,87
37	АТЭЦ			179,5	10,9		4,55	115	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	11,7	4,9				-3,45	212,41	-32,18
39	Кун/т 220 кВ	9,8	4,1			103	-3,42	212,48	-32,06
40	Аксака/т 220 кВ	8,3	3,5			103	-3,51	212,28	-32,78
41	Оунэ/т 220 кВ	7,8	3,3			227	-3,49	212,33	-32,66
42	Тумнин/т 220 кВ	6	2,5			103	-3,22	212,91	-33,48
43	Ванино/т 220 кВ	8,6	3,5			-310	-2,98	213,43	-33,6
44	Ландыши/т 220 кВ	7,4	3,1				-3,28	212,78	-33,45

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 4,55 % в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -7,79 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская.

Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 62.

Таблица 62 — Параметры ветвей послеаварийного режима зимних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	38	6	11	-9
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	80	12,3	23	-19
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	41	5,8	-4	15
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	236	39,1	-83	28
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	79	11,1	-28	8
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	45	6,3	-16	3
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	36	5,1	-10	9
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	65	9,2	-21	12
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	39	5,5	-13	7
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	76	10,8	-27	8
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	50	7,1	-17	7
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	29	4,2	-9	6
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	36	5,1	-9	10
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	25	3,5	-3	9
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	29	6,6	6	-9
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	30	4,2	-5	10
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	6	4	2	0
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	452	74,6	84	5
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	452	74,6	84	5
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	328	54,2	62	12
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	328	54,2	62	12

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 74,6 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – Комсомольская, обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 63.

Таблица 63 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Комсомольский	16,57	16,37	15,92	0,45

Потери активной мощности в схеме составляют 16,57 МВт.

В таблице 64 отражено структурное представление баланса реактивной мощности в схеме.

Таблица 64 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Комсомольский	57,4	-145,12	-12,2

Ниже приведен расчет послеаварийного режима минимальных нагрузок 2026 года. В схеме отключены участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

В таблице 65 представлены параметры послеаварийного режима летних нагрузок.

Таблица 65 — Параметры узлов послеаварийного режима летних нагрузок

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$V_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	11,3	5,6			-310	0,9	222	-27,43
2	Старт 220 кВ	11,2	5,9			-310	0,8	221,7	-27,28
3	ГПП-4 220 кВ	3,5	1,5			-310	0,5	221	-26,9
4	Комсомольская 220 кВ	24,8	15,1			-310	0,2	220,5	-26,84
5	Селихино 220 кВ	5,5	3,8				-0,6	218,7	-29,16
6	Уктур 220 кВ	6,3	1,5			227	-2	215,7	-34,55
7	Высокогорная 220 кВ	17,5	7,6			310	-2,1	215,4	-37,23
8	Ванино 220 кВ	46,5	24,6			-310	-0,6	218,6	-37,02
18	Комсомольская ней1						-3,1	213,3	-20,27
19	Комсомольская ней2						-2,8	213,9	-21,16
20	Комсомольская 110 кВ	24,8	11			2066	2,7	113	-21,82
21	Комсомольская 10 кВ	9,7	4,5				1,3	10,13	-21,59
32	Ванино ней1						-0	219,9	-35,09
33	Ванино ней2						-0	219,9	-35,09
34	Ванино 110 кВ	46,5	24,6				4,9	115,4	-35,67
35	Ванино 10 кВ	21,8	12,3				3,3	10,33	-36,81
36	СТЭЦ			126	53,8		10	121	-32,26
37	АТЭЦ			180	23,6		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	11,7	4,9				-1,6	216,6	-32,91
39	Кун/т 220 кВ	9,8	4,1			103	-3	213,4	-38,14
40	Аксака/т 220 кВ	8,3	3,5			103	-2,6	214,4	-37,79

Продолжение таблицы 65

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
41	Оунэ/т 220 кВ	7,8	3,3			227	-2,7	214	-37,4
42	Тумнин/т 220 кВ	6	2,5			103	-1,3	217,1	-37,91
43	Ванино/т 220 кВ	8,6	3,5			-310	-0,7	218,5	-38,26
44	Ландыши/т 220 кВ	7,4	3,1				-0,9	218	-37,34

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -3,07 % в нейтрали трансформатора на ПС Комсомольская. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 66.

Таблица 66 — Параметры ветвей послеаварийного режима летних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	39	6,2	11	-10
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	82	12,6	23	-22
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	42	6	-4	16
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	222	36,6	-84	10
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	206	29,1	-78	9
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	174	24,5	-65	7
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	161	22,7	-58	15
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ				
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	43	6	8	14
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ				
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	36	5	10	9
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	53	7,5	18	8
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	65	9,2	-15	19
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	54	7,5	-9	18
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ				
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	48	6,8	1	18
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	29	4,1	8	7
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	434	71,8	85	3
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	434	71,8	85	3

Название	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	330	54,5	62	23
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	330	54,5	62	23

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 71,8 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – Комсомольская, обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 67.

Таблица 67 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	17,35	17,13	16,72	0,41

Потери активной мощности в схеме составляют 17,35 МВт.

В таблице 68 отражено структурное представление баланса реактивной мощности в схеме.

Таблица 68 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	60,93	-112,08	-14,36

Ниже произведен расчет режимов электрической сети 2021 года.

Параметры нормального режима максимальных нагрузок 2021 года приведены в таблицах 69-72. В целях исключения обратных перетоков в схеме отключены КУ в узлах 4, 8, 43. Так же снижена активная генерация СТЭЦ до 110 МВт.

Таблица 69 — Параметры узлов нормального режима зимних нагрузок

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$V_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1			-310	4,71	230,36	-22,4
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3			-310	4,49	229,88	-22,29
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1			-310	4,04	228,89	-22
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	11,1			-	3,81	228,38	-21,95
5	Селихино 220 кВ	4	2,8				3,57	227,85	-23,06

Продолжение таблицы 69

Номер	Название	$P_{\text{нагр}},$ МВт	$Q_{\text{нагр}},$ Мвар	$P_{\text{ген}},$ МВт	$Q_{\text{ген}},$ Мвар	$V_{\text{ш}},$ кВ	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
6	Уктур 220 кВ	4,6	1,1			227	2,4	225,27	-23,73
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6			310	1,87	224,11	-23,72
8	Ванино 220 кВ	34,1	18			-	-0,76	218,33	-22,64
18	Комсомольская ней1						0,33	220,72	-18,33
19	Комсомольская ней2						0,7	221,53	-18,83
20	Комсомольская 110 кВ	18,2	8,1			2066	6,35	116,98	-19,19
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3				5,14	10,51	-19,19
32	Ванино ней1						-2,72	214,02	-20,53
33	Ванино ней2						-2,72	214,02	-20,53
34	Ванино 110 кВ	34,1	18				2,71	112,98	-21,11
35	Ванино 10 кВ	16	9				0,98	10,1	-21,86
36	СТЭЦ			110	0,2		4,55	115	-17,45
37	АТЭЦ			108,8	0,9		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	8,6	3,6				2,9	226,37	-23,65
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3			103	2,94	226,48	-23,59
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6			103	2,35	225,18	-23,76
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4			227	2,3	225,06	-23,67
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8			103	0,98	222,15	-23,52
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6			-	0,26	220,57	-23,23
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3				0,71	221,56	-23,28

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -2,72 % в нейтрали трансформатора на ПС Ванино. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 70.

Таблица 70 — Параметры ветвей оптимального режима зимних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	37	6,2	8	-12
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	80	12,7	17	-27
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	45	6,3	-3	17
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	110	18,2	-42	11
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	37	6,6	-15	1
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	25	5,5	-6	-8

Продолжение таблицы 70

Название	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	5	4,6	-1	-1
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	26	7,2	-9	4
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	13	4,4	-4	-4
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	35	6,4	-14	1
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	18	5,2	-7	-3
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	12	4,7	-1	-5
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	27	7,1	2	-10
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	37	7,6	7	-12
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	56	10,4	13	-17
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	20	7,6	5	-6
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	54	11	10	-18
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	259	42,9	53	2
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	259	42,9	53	2
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	276	45,7	54	2
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	276	45,7	54	2

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 45,7 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ – Ванино, обратные потоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 71.

Таблица 71 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Комсомольский	6,96	6,74	6,54	0,2

Потери активной мощности в схеме составляют 6,96 МВт.

В таблице 72 представлено структурное представление баланса реактивной мощности в схеме.

Таблица 72 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, \text{Мвар}$	$Q_{пост.}, \text{Мвар}$	$Q_{ш}, \text{Мвар}$
Комсомольский	25,53	-162,11	33,38

Ниже приведен расчет послеаварийного режима максимальных нагрузок 2021 года. В схеме отключены участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

Параметры узлов послеаварийного режима зимних нагрузок сведены в таблицу 73.

Таблица 73 — Параметры узлов послеаварийного режима зимних нагрузок

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	8,3	4,1			-310	2,52	225,55	-22,3
2	Старт 220 кВ	8,2	4,3			-310	2,31	225,09	-22,18
3	ГПП-4 220 кВ	2,6	1,1			-310	1,89	224,15	-21,88
4	Комсомольская 220 кВ	18,2	11,1				1,66	223,65	-21,83
5	Селихино 220 кВ	4	2,8				0,75	221,65	-22,9
6	Уктур 220 кВ	4,6	1,1			227	-2,04	215,51	-25,2
7	Высокогорная 220 кВ	12,8	5,6			310	-3,46	212,4	-26,19
8	Ванино 220 кВ	34,1	18				-4,33	210,46	-23,84
18	Комсомольская ней1						-0,55	218,79	-18,08
19	Комсомольская ней2						-0,34	219,25	-18,59
20	Комсомольская 110 кВ	18,2	8,1			2066	5,13	115,65	-18,97
21	Комсомольская 10 кВ	7,1	3,3				4,15	10,41	-18,95
32	Ванино ней1						-4,23	210,7	-21,63
33	Ванино ней2						-4,23	210,7	-21,63
34	Ванино 110 кВ	34,1	18				0,65	110,72	-22,24
35	Ванино 10 кВ	16	9				-0,63	9,94	-23
36	СТЭЦ			110	34		4,55	115	-18,84
37	АТЭЦ			109,6	16,8		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	8,6	3,6				-1,02	217,75	-24,57
39	Кун/т 220 кВ	7,2	3			103	-4,11	210,97	-26,88
40	Аксака/т 220 кВ	6,1	2,6			103	-3,77	211,71	-26,62
41	Оунэ/т 220 кВ	5,7	2,4			227	-4,01	211,17	-26,3
42	Тумнин/т 220 кВ	4,4	1,8			103	-3,49	212,31	-26,62
43	Ванино/т 220 кВ	6,3	2,6				-3,53	212,23	-26,82
44	Ландыши/т 220 кВ	5,4	2,3				-3,65	211,97	-25,02

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -4,33 % на ПС Ванино. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 74.

Таблица 74 — Параметры ветвей послеаварийного режима зимних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	37	6	8	-12
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	79	12,4	17	-26
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	44	6,2	-3	17
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	111	18,9	-43	-3
Селихино 220 кВ - Эльдиан/т 220 кВ	102	15,8	-39	-8
Эльдиан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	87	13,4	-30	-14
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	70	11,6	-25	-8
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ				
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	38	5,3	6	13
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ				
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	29	4	7	8
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	40	5,6	13	6
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	34	4,7	-11	6
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	20	2,9	-6	4
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ				
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	48	8,3	18	0
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	69	11,6	23	-10
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	266	43,9	53	6
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	266	43,9	53	6
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	291	48,1	54	15
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	291	48,1	54	15

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 48,1 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – Ванино, обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 75.

Таблица 75 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Комсомольский	7,71	7,5	7,32	0,21

Потери активной мощности в схеме составляют 7,71 МВт.

Структурное представление баланса реактивной мощности в схеме приведено в таблице 76.

Таблица 76 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Комсомольский	27,28	-110,05	29,07

Так же проведена проверка выбранного оборудования на схемах нормального и послеаварийного режимов минимальных нагрузок 2021 года.

Параметры узлов нормального режима минимальных нагрузок 2026 года приведены в таблице 77.

Таблица 77 — Параметры узлов послеаварийного режима зимних нагрузок

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$V_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	6,6	3,3			-310	7,24	235,93	-19,41
2	Старт 220 кВ	6,6	3,4			-310	6,99	235,39	-19,32
3	ГПП-4 220 кВ	2,1	0,9			-310	6,46	234,21	-19,07
4	Комсомольская 220 кВ	14,6	8,9				6,21	233,67	-19,03
5	Селихино 220 кВ	3,2	2,2				6,19	233,62	-19,35
6	Уктур 220 кВ	3,7	0,9			227	5,01	231,03	-19,36
7	Высокогорная 220 кВ	10,2	4,5			310	4,38	229,65	-19,04
8	Ванино 220 кВ	27,3	14,4				1,16	222,56	-17,04
18	Комсомольская ней1						2,37	225,22	-17,16
19	Комсомольская ней2						2,82	226,2	-17,43
20	Комсомольская 110 кВ	14,6	6,5			2066	8,59	119,45	-17,61
21	Комсомольская 10 кВ	5,7	2,6				7,46	10,75	-17,77
32	Ванино ней1						-1,74	216,18	-14,63
33	Ванино ней2						-1,74	216,18	-14,63
34	Ванино 110 кВ	27,3	14,4				3,98	114,38	-15,24
35	Ванино 10 кВ	12,8	7,2				2,31	10,23	-15,67
36	СТЭЦ			110	-20,7		4,55	115	-11,42
37	АТЭЦ			64,3	-11,2		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	6,9	2,9				5,56	232,22	-19,48
39	Кун/т 220 кВ	5,8	2,4			103	5,6	232,32	-19,45
40	Аксака/т 220 кВ	4,9	2,1			103	4,96	230,91	-19,31
41	Оунэ/т 220 кВ	4,6	1,9			227	4,88	230,73	-19,22

Продолжение таблицы 77

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ кВ	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
42	Тумнин/т 220 кВ	3,5	1,4			103	3,31	227,28	-18,46
43	Ванино/т 220 кВ	5	2,1				2,42	225,32	-17,89
44	Ландыши/т 220 кВ	4,3	1,8				2,91	226,4	-18,05

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10 % в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -1,74 % в нейтрали трансформатора на ПС Ванино. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 78.

Таблица 78 — Параметры ветвей послеаварийного режима зимних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	38	6,3	7	-14
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	82	13,1	13	-31
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	46	6,5	-2	19
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	36	5,9	-13	7
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	12	5,1	-5	-1
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	27	6,2	2	-11
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	18	6	6	-4
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ	6	7,4	0	2
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	20	5,5	4	-7
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ	11	4,9	-4	-1
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	14	5,6	2	-5
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	26	6,4	7	-8
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	50	10	12	-16
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	62	10,9	16	-18
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	81	13,8	21	-24
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	46	10,7	15	-11
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	79	14,3	19	-24
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	154	25,7	32	5
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	154	25,7	32	5
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	280	46,5	54	13
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	280	46,5	54	13

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 46,5 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – Ванино, обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 79.

Таблица 79 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Комсомольский	4,69	4,46	4,31	0,24

Потери активной мощности в схеме составляют 4,69 МВт.

Структурное представление баланса реактивной мощности в схеме приведено в таблице 80.

Таблица 80 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Комсомольский	19,74	-169,87	34,96

Ниже приведен расчет послеаварийного режима минимальных нагрузок 2021 года. В схеме отключены участки схемы: Селихино – Оунэ, Селихино – Кун-тяга, Ванино – Ванино-тяга.

Параметры узлов послеаварийного режима летних нагрузок отражены в таблице 81.

Таблица 81 — Параметры узлов послеаварийного режима летних нагрузок

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$V_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Парус 220 кВ	6,6	3,3			-310	5,31	231,69	-19,23
2	Старт 220 кВ	6,6	3,4			-310	5,07	231,16	-19,13
3	ГПП-4 220 кВ	2,1	0,9			-310	4,55	230,02	-18,88
4	Комсомольская 220 кВ	14,6	8,9				4,31	229,49	-18,84
5	Селихино 220 кВ	3,2	2,2				3,69	228,13	-19,08
6	Уктур 220 кВ	3,7	0,9			227	1,08	222,38	-19,25
7	Высокогорная 220 кВ	10,2	4,5			310	-0,39	219,14	-19
8	Ванино 220 кВ	27,3	14,4				-2,51	214,47	-14,78
18	Комсомольская ней1						1,61	223,54	-16,91
19	Комсомольская ней2						1,91	224,21	-17,19
20	Комсомольская 110 кВ	14,6	6,5			2066	7,52	118,27	-17,38

Продолжение таблицы 81

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
21	Комсомольская 10 кВ	5,7	2,6				6,59	10,66	-17,54
32	Ванино ней1						-3,29	212,77	-12,25
33	Ванино ней2						-3,29	212,77	-12,25
34	Ванино 110 кВ	27,3	14,4				1,87	112,06	-12,9
35	Ванино 10 кВ	12,8	7,2				0,66	10,07	-13,32
36	СТЭЦ			110	14		4,55	115	-9,34
37	АТЭЦ			64,5	3,1		10	121	-14,96
38	Эльдинан/т 220 кВ	6,9	2,9				2,1	224,62	-19,32
39	Кун/т 220 кВ	5,8	2,4			103	-0,85	218,13	-19,53
40	Аксака/т 220 кВ	4,9	2,1			103	-0,59	218,71	-19,34
41	Оунэ/т 220 кВ	4,6	1,9			227	-0,91	217,99	-19,08
42	Тумнин/т 220 кВ	3,5	1,4			103	-0,31	219,32	-19,34
43	Ванино/т 220 кВ	5	2,1				-0,29	219,35	-19,5
44	Ландыши/т 220 кВ	4,3	1,8				-1,3	217,13	-16,74

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ". Максимальное снижение напряжения составляет -3,29 % в нейтрали трансформатора на ПС Ванино. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 82.

Таблица 82 — Параметры ветвей послеаварийного режима летних нагрузок

Название	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Парус 220 кВ - Старт 220 кВ	37	6,2	7	-13
Старт 220 кВ - Комсомольская 220 кВ	81	12,8	13	-29
Комсомольская 220 кВ - ГПП-4 220 кВ	45	6,4	-2	18
Комсомольская 220 кВ - Селихино 220 кВ	35	7,9	-13	-6
Селихино 220 кВ - Эльдинан/т 220 кВ	38	9,3	-10	-12
Эльдинан/т 220 кВ - Уктур 220 кВ	54	9,9	-3	-21
Уктур 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	39	9,4	1	-15
Селихино 220 кВ - Оунэ/т 220 кВ				
Оунэ/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	36	5	5	13
Селихино 220 кВ - Кун/т 220 кВ				
Кун/т 220 кВ - Аксака/т 220 кВ	25	3,5	6	7
Аксака/т 220 кВ - Высокогорная 220 кВ	31	4,4	11	5

Продолжение таблицы 82

Название	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Высокогорная 220 кВ - Тумнин/т 220 кВ	30	4,3	-9	8
Тумнин/т 220 кВ - Ванино/т 220 кВ	19	2,6	-5	5
Ванино/т 220 кВ - Ванино 220 кВ				
Высокогорная 220 кВ - Ландыши/т 220 кВ	97	16	35	-11
Ландыши/т 220 кВ - Ванино 220 кВ	121	19	40	-22
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	155	25,5	32	2
Комсомольская 110 кВ - АТЭЦ	155	25,5	32	2
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	279	46,1	54	5
Ванино 110 кВ - СТЭЦ	279	46,1	54	5

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 46,1 % от длительно допустимого тока на участке СТЭЦ – Ванино, обратные потоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 83.

Таблица 83 — Структура активных потерь

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Комсомольский	4,85	4,63	4,51	0,11

Потери активной мощности в схеме составляют 4,85 МВт.

Структурное представление баланса реактивной мощности в схеме приведено в таблице 84.

Таблица 84 — Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, \text{Мвар}$	$Q_{пост.}, \text{Мвар}$	$Q_{ш}, \text{Мвар}$
Комсомольский	19,02	-116,47	30,98

На рисунке 16 приведена диаграмма суммарных активных потерь в схеме. Синим цветом даны потери исходных схем, зелёным – оптимальных.

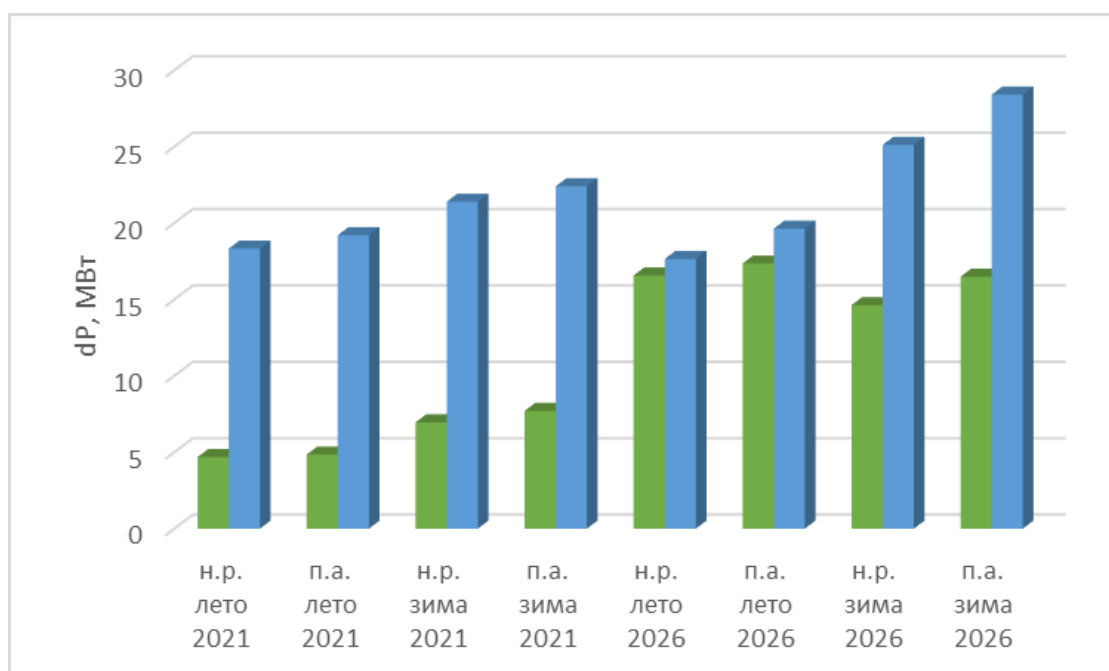


Рисунок 16 - Технологические потери активной мощности

На рисунке 16 наглядно видно снижение активных потерь в оптимальной схеме по отношению к исходной в различных режимах, что подтверждает эффективность предлагаемых мероприятий.

3.5 Расчет показателей надежности вводимого оборудования

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. Под надежностью любого технического объекта понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к электроэнергетическим системам под надежностью понимается бесперебойное снабжение электрической энергией всех потребителей в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

В настоящее время методы анализа надежности используются уже во многих отраслях техники. Однако проблема надежности в ее количественной

постановке при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения необыкновенно сложна. Так для рассмотрения вопросов надежности, при эксплуатации систем электроснабжения необходимо учесть как современные достижения современной теории надежности, так и специфику функционирования систем силового типа, подверженных в значительной степени влиянию неблагоприятных воздействий внешней среды и непосредственно связанных с электрической системой.

В магистерской диссертации рассчитана надежность вносимых КУ. Для каждой из рассматриваемых ПС КУ подключено к шинам 220 кВ, коммутационное оборудование так же класса напряжения 220 кВ, показатели надежности оборудования не зависят от конкретной ПС, поэтому расчетная схема будет унифицирована, схема замещения представлена на рисунке 17.

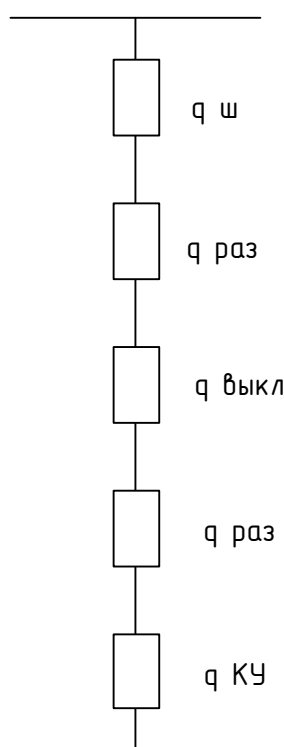


Рисунок 17 – Расчетная схема замещения

Коммутационное оборудование схемы: сборная шина, разъединитель, выключатель, вносимое КУ. Параметры надежности каждого элемента приведены в таблице 85.

Таблица 85 – Показатели надежности элементов

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	тпр, часов
Сборные шины 220 кВ	0,01	0,4	0,4	6
Разъединитель 220 кВ	0,04	0,1	10	5
Выключатель 220 кВ	0,15	4,8	20	8
КУ	0,02	0,4	6	6

Определим вероятность отключения каждого элемента.

Для сборных шин:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{вш} \cdot t_{пр}}{T_{Г}} \quad (7)$$

$$q_{ш220} = \frac{0,01 \cdot 0,25}{8760} \cdot 6 = 1,71 \cdot 10^{-6}$$

Для разъединителей:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{ер}}{T_{Г}} \quad (8)$$

$$q_{р220} = \frac{0,04 \cdot 0,1}{8760} = 4,57 \cdot 10^{-7}$$

Для выключателей:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в35} \cdot t_{в35}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (9)$$

где $a_{кз}$ - относительная частота отказов, 0,005;

$q_{смеж}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

a_{on} - относительная частота отказов, 0,003;

N_{on} - число оперативных переключений в год, 2.

Для выключателя 220 кВ в данной схеме смежными элементами являются разъединители.

$$q_{s220} = \frac{0,15 \cdot 4,8}{8760} + 0,005 \cdot (4,57 \cdot 10^{-7} + 4,57 \cdot 10^{-7}) + 0,003 \cdot 2 = 6,08 \cdot 10^{-3}$$

Для КУ:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{см}}{T_\Gamma} \quad (10)$$

$$q_m = \frac{0,02 \cdot 20}{8760} = 4,6 \cdot 10^{-5}$$

В рассматриваемой схеме определим вероятностные характеристики.

Параметр потокоотказов цепи:

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{прмак} \quad (11)$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{прмак}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр;

$$\lambda_{ц} = 0,006 + 0,006 = 0,012, \text{ 1/год.}$$

Определим время восстановления системы.

Время восстановления системы:

$$t_{вс} = \frac{K_{II}}{\lambda_{ц} - \lambda_{прмак}} \quad (12)$$

$$t_{вс} = \frac{0,00536}{0,012 - 0,006} = 0,879, \text{ ч.}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{0,105}{\lambda_u} \quad (13)$$

$$T_c = \frac{0,105}{0,012} = 8,75 \text{ года.}$$

Показатели надежности отвечают требованиям надежности и безопасности эксплуатации, что подтверждает правильность выбранного оборудования.

В настоящей главе проработан подход и проведены мероприятия по энергосбережению электрической сети Комсомольского района Хабаровского края. Рассчитан оптимальный состав КУ и активной генерации электростанций, выбраны средства технической реализации проекта, оборудование опробовано на схемах нормального и послеаварийного режима текущего и прогнозного года, решена проблема обратного перетока реактивной мощности.

4 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФЕКТА ОТ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Экономическую целесообразность проводимых мероприятий по повышению энергоэффективности следует обосновать расчётом показателей экономической эффективности. Целесообразность вложения инвестиций обосновывают сопоставлением суммарного экономического эффекта, обусловленного снижением технологических потерь, и затрат на внедрение КУ. Проведение экономического расчёта предполагает определение следующих показателей: приведённые затраты, дисконтированные затраты, чистый доход, чистый дисконтированный доход, экономический эффект, рентабельность, срок окупаемости проекта. Перечисленные показатели экономической эффективности дают возможность в полной мере оценить эффективность энергосберегающих мероприятий.

4.1 Расчет затрат проекта

Дисконтированные затраты на установку КУ определяют по формуле приведённых затрат:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (14)$$

где Z - приведённые затраты;

E - норматив дисконтирования;

K - капиталовложения, обусловленные внедрением КУ;

I - приведенные издержки.

Внедряемым оборудованием в работе являются КУ и выключатели. Суммарная реактивная мощность внедряемого КУ составляет 167 МВар. При расчете стоимости КУ учтена удельная стоимость 1 МВар мощности КУ, которая составляет $c_{\Delta Q} = 748.63$ тыс. руб/Мвар. К установке приняты 24

выключателя 220 кВ и 2 выключателя 110 кВ, их удельная стоимость составляет соответственно 8800 тыс. руб. и 4150 тыс. руб.

Капиталовложения в проект:

$$K = (167 \cdot 748.63 + 24 \cdot 8800 + 2 \cdot 4150) \cdot 10^{-3} = 344,521 \text{ млн. руб.}$$

Издержки определены по формуле:

$$I = I_p + I_A + I_{\Delta W}, \quad (15)$$

где I_p - издержки на ремонт объекта;

I_A - издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ - издержки на покрытие потерь электроэнергии.

Издержки на ремонт:

$$I_p = K \cdot \alpha_{KY}, \quad (16)$$

где α_{KY} - норма отчислений на ремонт, 4.9 %. [103]

$$I_p = 344,521 \cdot 0.049 = 16,881 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K}{T_o}, \quad (17)$$

где T_o - срок службы объекта, 20 лет.

$$I_A = \frac{344,521}{20} = 17,226 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на покрытие потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta P \cdot T \cdot c_{\Delta W}, \quad (18)$$

где ΔP - издержки на ремонт объекта;

T - число часов в году, 8760 ч.;

c_p - стоимость реализации электроэнергии, 2,54 тыс. руб/МВт·ч. [103]

$$I_{\Delta W} = 0,501 \cdot 8760 \cdot 2,54 \cdot 10^{-3} = 11,147 \text{ млн. руб.}$$

$$I = 16,881 + 17,226 + 11,147 = 45,254 \text{ млн. руб.}$$

Тогда суммарные затраты проекта:

$$З = 344,521 \cdot 0,12 + 45,254 = 86,596 \text{ млн. руб.}$$

4.2 Расчет экономического эффекта

Системным эффектом в работе принят поток денежных средств, обусловленный снижением затрат на возмещение потерь электроэнергии.

$$\mathcal{E} = \delta P \cdot T \cdot c_{\Delta W}, \quad (19)$$

где δP - снижения потерь в схеме, 8,97 МВт.

Системный эффект:

$$\mathcal{E} = 8,97 \cdot 8760 \cdot 2,54 \cdot 10^{-3} = 199,586 \text{ млн. руб.}$$

Чистым доходом является накопленный системный период в течение расчетного периода:

$$ЧД = \sum_{i=1}^{i=T} \mathcal{E}_i \cdot 10^{-3} - З, \quad (20)$$

где $ЧД$ - чистый доход, млрд. руб;

i - шаг расчётного периода, 1 год;

T - срок эксплуатации проекта, 20 лет.

$$ЧД = 3306 \text{ млн. руб.}$$

Чистым дисконтированным доходом является разность дисконтированного системного эффекта и дисконтированных затрат:

$$\text{ЧДД} = (\mathcal{E} - 3) \cdot (1 + E_{н.п.})^{-t}, \quad (21)$$

где $E_{н.п.}$ - норма приведения разновременных параметров, 0.12;

t - текущий год приведения.

Результаты расчёта ЧДД сведены в таблицу 86.

График изменения ЧДД изображен на рисунке 18.

Рисунок 18 позволяет заключить, что предлагаемые мероприятия окупятся на пятый год эксплуатации.

4.3 Оценка рентабельности проекта

Рентабельность инвестиций является одним из основных показателей эффективности вложений инвестиций, определяется как отношение системного эффекта к дисконтированным затратам:

$$R = \frac{\mathcal{E}}{3} \quad (22)$$

$$R = \frac{199,586}{86,596} = 2,304$$

Рентабельность значительно выше коэффициента приведения разновременных показателей $E_{н.п.}$, следовательно, проект является инвестиционно привлекательным.

Таблица 86 — Экономические показатели проекта

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
эксплуатации																				
З (млн. руб.)	29	29	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эр (млн. руб.)	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
(1+Е.н.п) [†]	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9	5,5	6,1	6,9	7,7	8,6
Результирующий эффект, млн.руб.	-29	-26	-23	142	127	113	101	90	81	72	64	57	51	46	41	36	33	29	26	23
Итого, млн. руб.	-29	-55	-78	64	191	305	406	496	577	648	713	770	821	867	908	944	977	1006	1032	1055
ЧДД, млрд.руб	11,62																			

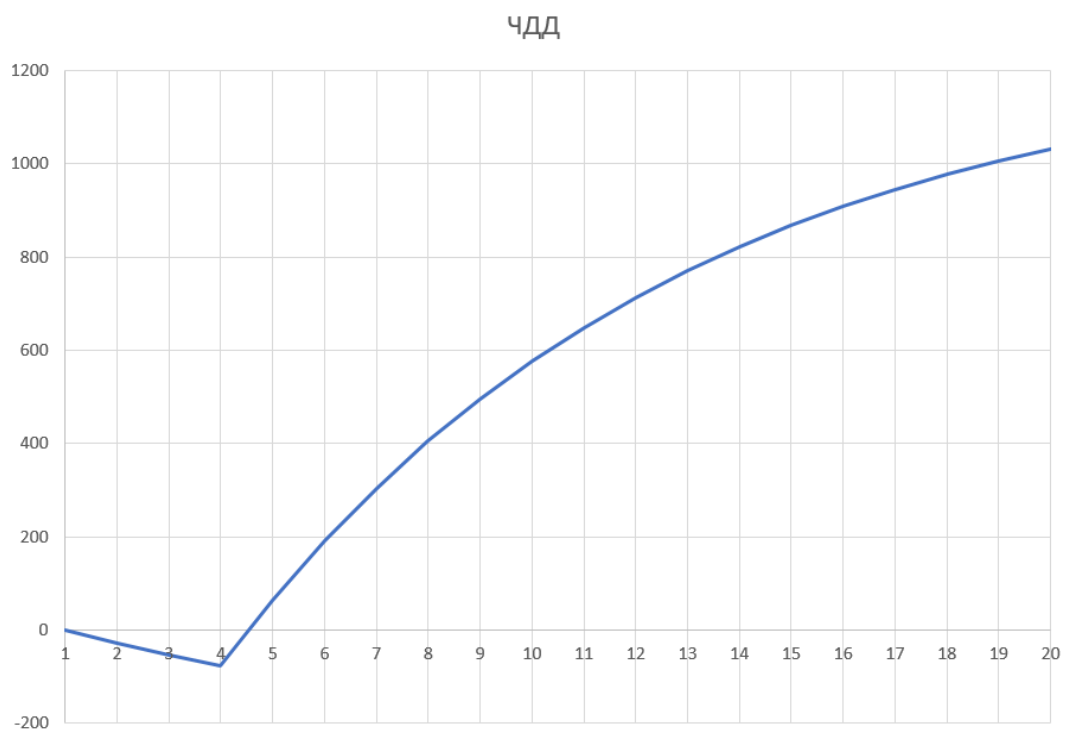


Рисунок 18 - График ЧДД

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей магистерской диссертации решена задача энергосбережения в электрической сети напряжением 220 кВ Комсомольского района Хабаровского края. Для достижения цели диссертационного исследования проанализированные литературные источники по поставленной проблеме, определены актуальные способы энергосбережения в электрических сетях напряжением 220 кВ, систематизированы и обобщены средства технической реализации энергосбережения, обоснованы и выбраны пакеты прикладных программ для моделирования электрической сети.

Для объекта исследования проведен структурно-режимный анализ текущего и прогнозного года эксплуатации. Проведен анализ источников генерации электрической мощности эквивалента, дана оценка технического состояния силового оборудования, установленного на ПС эквивалента. Рассчитаны и проанализированы нормальные и послеаварийные режимы максимальных и минимальных нагрузок электрической сети 2021 и 2026 года эксплуатации, определены слабые места схемы, выявлены проблемы сети, принятые к дальнейшей проработке.

Мероприятия по энергосбережению выполнены комплексным управлением активной генерацией источников питания и инъекциями реактивных мощностей в узлы схемы. Рассчитаны 127 вариантов режима, изменяемой величиной выступила генерация активной мощности на шинах СТЭЦ. Построены зависимости генерации активной мощности АТЭЦ, суммарной мощности КУ, суммарных потерь от изменяемого параметра. Определено, что при генерации выше 73 МВт схема имеет потери ниже по отношению к исходной. Для обоснования внедрения КУ рассчитаны укрупненные экономические показатели, анализ которых позволил заключить, что при генерации на СТЭЦ 126 МВт схема имеет оптимальные параметры. В этом случае затраты на КУ, эффект от внедрения КУ и

системный эффект равны соответственно: 5.45, 8.27 и 2.82 млн. руб. в год. Определены показатели надежности ПС с учетом ввода КУ. Расчетное время восстановления схемы составляет 8.75 лет.

Выбраны марки и параметры внедряемых КУ: БСК - 6*БСК-220-15; УШРТ - РОМБС-25000/110, РОМБС-15000/220, 2*РОМБС-11000/220, 3*РОМБС-5000/220. Определены параметры режимов электросети с учетом ввода оборудования. Доказано соответствие расчетных величин требованиям к качеству поставляемой электроэнергии.

Результатом расчёта технико-экономических показателей проекта являются: затраты проекта (86,596 млн. руб.), чистый (3,306 млрд. руб.) и чистый дисконтированный доход (11,62 млрд. руб.), срок окупаемости проекта (5 лет) и рентабельность вложения инвестиций (2,304).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Энергосбережение и энергоэффективность: развитие теории и методического обеспечения / Д. Е. Давыдянец, В. Е. Жидков, Ю. И. Шейченко, А. А. Ракшин ; под ред. проф. Д. Е. Давыдянца и проф. В. Е. Жидкова. – Москва : миракль, 2019. – 68 с. – ISBN 978-5-907151-01-7.

2 Основные направления энергосбережения на предприятиях и оборудование, используемое для энергосбережения / В. И. Самохин, Д. В. Самохин, И. В. Сухоставский, Е. Е. Бабкин // Электронные информационные системы. – 2020. – № 1(24). – С. 63-76.

3 Региональный центр энергосбережения - реализация государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности в городе Москве // Энергосбережение. – 2020. – № 6. – С. 1-15.

4 Редькин, А. В. Энергосбережение в системах электроснабжения муниципальных объектов и популяризация энергосбережения / А. В. Редькин // Энергетика и энергосбережение: теория и практика : Сборник материалов V Всероссийской научно-практической конференции, Кемерово, 16–17 декабря 2020 года. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2020. – С. 248-1-248-4.

5 Petrova, Yu. O. Basic provisions of the current legal framework in the field of energy saving in the territory of the Russian Federation / Yu. O. Petrova, V. A. Malyutin // The World of Science without Borders : Материалы 7-ой Международной научно-практической конференции молодых учёных. Электронный ресурс, Тамбов, 14 февраля 2020 года. – Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, 2020. – Р. 221-224.

6 Мешалкин, В. П. Управление проектами по модернизации систем уличного освещения городов и поселений Арктики / В. П. Мешалкин, И. М. Макарова // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2018. – № 3(59). – С. 164-173. – DOI 10.25702/KSC.2220-802X.3.2018.59.164-173.

7 Boltianska, N. I. Areas of energy conservation in animal feed production of Ukraine / N. I. Boltianska, O. V. Boltianskyi, N. G. Serebryakova // Техническое обеспечение инновационных технологий в сельском хозяйстве : Сборник научных статей Международной научно-практической конференции, Минск, 26–27 ноября 2020 года. – Минск: Белорусский государственный аграрный технический университет, 2020. – P. 476-478.

8 Mahmood, M. A. Improving energy-saving of liquid-ring vacuum pumps and the effect of heat and mass transfer processes on its working characteristics / M. A. Mahmood, Yu. V. Rodionov // , 12 февраля 2021 года, 2021. – P. 207-209.

9 Features of risk assessment of energy saving projects / F. Kurbanov, B. S. Yessengeldin, A. A. Yermanova, A. T. Zhanseitov // Bulletin of Karaganda University. Economy Series. – 2019. – Vol. 96. – No 4. – P. 338-344.

10 Bogatenkov, S. A. Energy saving with the help of information and measuring systems: security system modeling / S. A. Bogatenkov, L. N. Palamarchuk // Bulletin of the South Ural State University. Series: Computer Technologies, Automatic Control, Radio Electronics. – 2020. – Vol. 20. – No 2. – P. 138-145. – DOI 10.14529/ctcr200213.

11 Otegenova, Zh. O. Energy saving in the engineering systems of buildings and structures / Zh. O. Otegenova // Молодой ученый. – 2021. – No 18(360). – P. 111-112.

12 Куватов, М. А. Истифодаи технологияи нав - пояи баланд бардоштани сарфаи энергия дар чорводорӣ / М. А. Куватов // Вестник Бохтарского государственного университета имени Носира Хусрава. Серия гуманитарных и экономических наук. – 2020. – No 1-4(80). – P. 208-211.

13 About the introduction of the educational module "The best European experience in the field of energy saving" in DSTU / D. Wiegand, S. G. Sheina, E. N. Minenko, P. V. Fedyaeva // Engineering Journal of Don. – 2021. – No 8(80). – P. 383-390.

14 Патент № 2645215 С2 Российская Федерация, МПК H02J 3/00. Система энергосбережения, способ энергосбережения и программа энергосбе-

режения : № 2014147986 : заявл. 31.05.2012 : опубл. 19.02.2018 / Е. Умамото ; заявитель НИХОН ТЕКНО КО., ЛТД.

15 Корягин, В. Ю. Сравнительный анализ эффективности мероприятий по энергосбережению производственного здания / В. Ю. Корягин // Вестник магистратуры. – 2019. – № 3-2(90). – С. 43-44.

16 Мятишкин, Г. В. Требования к разработке комплекса нормативной документации по управлению энергетическими затратами промышленного производства в условиях функционирующего рынка электроэнергии и мощности РФ / Г. В. Мятишкин, А. С. Филинова // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2018. – Т. 20. – № 6(86). – С. 166-170.

17 Добринова, Т. В. Экономическая сущность энергосбережения и энергетической эффективности / Т. В. Добринова, И. А. Семиохин // Аллея науки. – 2018. – Т. 4. – № 8(24). – С. 476-480.

18 Кравченко, О. А. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в России как фактор развития распределенной энергетики / О. А. Кравченко, А. А. Насонов // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 4(67). – С. 82-87.

19 Миненко, Е. Н. Анализ лучших европейских практик энергосбережения и применения возобновляемых источников энергии: опыт Германии и Финляндии / Е. Н. Миненко, В. Дитмар // Строительство и архитектура – 2020. Факультет промышленного и гражданского строительства : Материалы Международной научно-практической конференции, Ростов-на-Дону, 19–31 октября 2020 года / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Донской государственный технический университет. – Ростов-на-Дону: Донской государственный технический университет, 2020. – С. 47-51.

20 Levsev, A. P. Increasing the heat transfer efficiency of sectional radiators in building heating systems / A. P. Levsev, E. S. Lapin, Q. Zhang // Magazine of Civil Engineering. – 2019. – No 8(92). – P. 63-75. – DOI 10.18720/MCE.92.5.

21 Сухинина, Е. А. Проблемы энергосбережения новых жилых зданий / Е. А. Сухинина, Ю. Кулаксыз // Единство и идентичность науки: проблемы и пути решения : сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции, Тюмень, 08 февраля 2018 года. – Тюмень: Общество с ограниченной ответственностью "Агентство международных исследований", 2018. – С. 70-73.

22 Кудряшев, Г. С. Результаты работы по энергосбережению в Иркутской области / Г. С. Кудряшев, А. Н. Третьяков, О. Н. Шпак // Актуальные вопросы инженерно-технического и технологического обеспечения АПК : Материалы VIII Национальной научно-практической конференции с международным участием «Чтения И. П. Терских», посвященной 85-летию Иркутского ГАУ, Иркутск, 26–27 сентября 2019 года. – Иркутск: Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского, 2019. – С. 160-167.

23 Неструев, И. В. Повышение энергоэффективности и вопросы энергосбережения на предприятиях / И. В. Неструев, М. А. Голобова, А. А. Боросян // Учетно-аналитические инструменты исследования экономики региона : Сборник материалов III Международной научно-практической конференции, Махачкала, 25–27 декабря 2019 года. – Махачкала: Дагестанский государственный университет; Общество с ограниченной ответственностью "АЛЕФ", 2020. – С. 403-406.

24 Безопасность и энергосбережение в электроэнергетике / О. В. Смирнов, С. В. Воробьева, А. Л. Портнягин [и др.] // Вестник МАНЭБ. – 2018. – Т. 23. – № 2. – С. 48-51.

25 Арефьев, Н. В. Приоритетные направления развития энергосбережения и повышения энергоэффективности экономики России / Н. В. Арефьев // Представительная власть - XXI век: законодательство, комментарии, проблемы. – 2019. – № 1-2(168-169). – С. 58-61.

26 Ратнер, С. В. Оценка эффективности бюджетного и внебюджетного финансирования региональных программ и проектов по энергосбережению /

С. В. Ратнер, Л. Е. Задорожная // Финансы и кредит. – 2019. – Т. 25. – № 4(784). – С. 857-872. – DOI 10.24891/fc.25.4.857.

27 Usmonov, Sh. Yu. Research potential of energy saving pump unit and hydraulic network / Sh. Yu. Usmonov, R. A. O. Sultunov, D. T. Kuchkarova // Проблемы современной науки и образования. – 2019. – № 12(145). – Р. 38-40.

28 Щетинин, Е. Ю. Разработка компьютерных технологий энергосбережения умных зданий с применением компьютерной алгебры / Е. Ю. Щетинин // Программирование. – 2020. – № 5. – С. 25-32. – DOI 10.31857/S0132347420050088.

29 Актуальные аспекты теории и методическое обеспечение энергосбережения и энергоэффективности / Д. Е. Давыдянец, М. Ф. Горяинов, Ю. И. Шейченко [и др.] ; Под ред. Д.Е. Давыдянца. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом МИРАКЛЬ", 2020. – 84 с. – ISBN 978-5-907151-05-5.

30 Марченко, А. С. Этапы разработки инвестиционного проекта по энергосбережению в электрических сетях / А. С. Марченко // Инновационно-технологические проекты молодежи – экономике Ставропольского края : Материалы Научно-практической конференции магистрантов электроэнергетического факультета, Ставрополь, 01–28 февраля 2018 года. – Ставрополь: Издательство Агрус, 2018. – С. 102-106.

31 Климова, Г. Н. Электрические системы и сети. Энергосбережение : Учебное пособие / Г. Н. Климова. – 2-е изд.. – Москва : Издательство Юрайт, 2018. – 179 с. – (Профессиональное образование). – ISBN 978-5-534-10362-5.

32 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.

33 Лимонов, А. И. Управление энергосбережением на предприятиях электрических сетей / А. И. Лимонов, А. В. Адамицкий // Тинчуринские чтения-2020. Энергетика и цифровая трансформация : международная молодеж-

ная научная конференция : в 3 т., Казань, 28–29 апреля 2020 года / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации Министерство образования и науки Республики Татарстан; Благотворительный фонд «Надежная смена»; Казанский государственный энергетический университет. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2020. – С. 158-161.

34 Валеева, А. С. Экономическая эффективность от внедрения мероприятий по энергосбережению (на примере АО «Учалинские электрические сети») / А. С. Валеева // Актуальные проблемы науки в студенческих исследованиях : сборник материалов X Всероссийской студенческой научно-практической конференции, Альметьевск, 25–29 ноября 2020 года / Альметьевский филиал Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н.Туполева–КАИ. – Альметьевск: ООО «Конверт», 2020. – С. 182-185.

35 Технический анализ компенсирующих устройств и определение области их применения для управления потоками реактивной мощности / Л. А. Мясоедова, Ю. В. Мясоедов, Н. А. Намаконова, Г. Е. Музыченко // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. – 2018. – № 81. – С. 44-50.

36 Кудряшев, Г. С. Результаты работы по энергосбережению в Иркутской области / Г. С. Кудряшев, А. Н. Третьяков, О. Н. Шпак // Актуальные вопросы инженерно-технического и технологического обеспечения АПК : Материалы VIII Национальной научно-практической конференции с международным участием «Чтения И. П. Терских», посвященной 85-летию Иркутского ГАУ, Иркутск, 26–27 сентября 2019 года. – Иркутск: Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского, 2019. – С. 160-167. – EDN QEANUG.

37 Способы оптимизации режимов работы электрических сетей по потерям мощности / В. Н. Алябьев, А. С. Чернышев, И. В. Ворначева, М. С. Кимлик // Молодежь и XXI век - 2020 : материалы X Международной моло-

дежной научной конференции, Курск, 19–20 февраля 2020 года. – Курск: Юго-Западный государственный университет, 2020. – С. 268-271.

38 Смоленцев, Н. И. Топология электрической сети и способ передачи электрической энергии / Н. И. Смоленцев, Л. М. Четошникова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 95-103. – DOI 10.30724/1998-9903-2019-21-4-95-103.

39 Себегатов, К. З. Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей / К. З. Себегатов // Тинчуринские чтения : Материалы XIV Международной молодежной научной конференции. В 3-х томах, Казань, 23–26 апреля 2019 года / Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2019. – С. 125-128.

40 Мясоедов, Ю. В. Характеристика компенсирующих устройств и определение области их применения / Ю. В. Мясоедов, Г. Е. Музыченко, Н. А. Намаконова // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции, Благовещенск, 11–12 марта 2019 года. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2019. – С. 289-293.

41 Мясоедов, Ю. В. Увеличение пропускной способности воздушных линий электропередач / Ю. В. Мясоедов, Г. Е. Музыченко, Н. А. Намаконова // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции, Благовещенск, 11–12 марта 2019 года. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2019. – С. 294-298.

42 Петрушина, В. П. Виды потерь электроэнергии в электрических сетях. Способы их снижения / В. П. Петрушина, В. В. Янчук, Т. Ф. Манцерова // Ресурсосбережение. Эффективность. Развитие : материалы V Республиканско й научно-практической конференции, Донецк, 30 октября 2020 года /

Отв. редактор А.В. Ярошенко. – Донецк: Донецкий национальный технический университет, 2020. – С. 122-127.

43 Махмудов, Б. М. Развития умных сетей в электросетях / Б. М. Махмудов // Экономика и социум. – 2020. – № 5-1(72). – С. 852-854.

44 Способы снижения потерь в электрических сетях / В. Н. Алябьев, А. С. Чернышев, И. В. Ворначева, М. С. Кимлик // Молодежь и XXI век - 2020 : материалы X Международной молодежной научной конференции, Курск, 19–20 февраля 2020 года. – Курск: Юго-Западный государственный университет, 2020. – С. 265-267.

45 Мясоедов, Ю. В. Анализ эффективности работы компенсирующих устройств в электрических сетях Амурской области / Ю. В. Мясоедов, Г. Е. Музыченко, Н. А. Намаконова // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции, Благовещенск, 11–12 марта 2019 года. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2019. – С. 299-303.

46 Мясоедов, Ю. В. Использование вольтодобавочных трансформаторов в протяженных ЛЭП для повышения и стабилизации напряжения / Ю. В. Мясоедов, М. Н. Николаева // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции, Благовещенск, 11–12 марта 2019 года. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2019. – С. 251-256.

47 Грачева, Е. И. Комплексный подход к исследованию общих закономерностей эффективности функционирования элементов контактных соединений систем цехового электроснабжения промышленных предприятий Республики Татарстан / Е. И. Грачева, А. М. Мусина // Молодежь в науке: Новые аргументы : VI Международный молодежный сборник научных статей, Липецк, 28 апреля 2020 года / Отв. редактор А.В. Горбенко. – Липецк: Научное партнерство "Аргумент", 2020. – С. 43-56.

48 Тарабин, И. В. Методы анализа и расчета нагрузочных потерь / И. В. Тарабин, Р. Б. Скоков, И. А. Терехин // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2020. – № 2(78). – С. 144-152.

49 Способ повышения энергоэффективности и энергосбережения сетевых компаний / И. В. Белицын, С. М. Незнанов, И. А. Павличенко, А. И. Белицын // Fundamental and applied approaches to solving scientific problems : Сборник научных статей по материалам VII Международной научно-практической конференции, Уфа, 21 декабря 2021 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Научно-издательский центр "Вестник науки", 2021. – С. 53-59.

50 Жазылбек, Е. а. л. Управление потоками реактивной мощности в системе электроснабжения с активно-адаптивными элементами / Е. а. л. Жазылбек, И. А. Галин // Интернаука. – 2021. – № 13-2(189). – С. 6-8.

51 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения» (ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007–29.240.30.010–2008)

52 Savina, N. V. Voltage Control in Active-Adaptive Electric Networks / N. V. Savina, Y. V. Myasoedov, N. S. Bodrug // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018, Vladivostok, 03–04 октября 2018 года. – Vladivostok: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. – P. 8602565. – DOI 10.1109/FarEastCon.2018.8602565.

53 Камалов, Т. С. Энергосбережение при компенсации реактивной мощности / Т. С. Камалов, З. М. Шаюмова // European research: innovation in science, education and technology : Collection of scientific articles XL International scientific and practical conference, London, United Kingdom, 07–08 мая 2018 года. – London, United Kingdom: PROBLEMS OF SCIENCE, 2018. – С. 12-14.

54 Садыков, М. А. Оценка и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях / М. А. Садыков, Б. Б. Барпиев // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2021. – № 4-2(72). – С. 179-185.

55 Расторгуев, В. М. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях / В. М. Расторгуев, Т. А. Ефанова // Ресурсосберегающее энергетическое оборудование и машины для производства сельскохозяйственной продукции : Материалы международной заочной научно-практической конференции, Балашиха, 23 мая 2018 года. – Балашиха: Российский государственный аграрный заочный университет, 2018. – С. 98-100.

56 Савина, Н. В. Обеспечение оптимального уровня потерь электроэнергии в системах электроснабжения предприятий / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. – 2021. – № 93. – С. 61-68. – DOI 10.22250/jasu.93.13.

57 Серебряков, А. С. Энергосбережение на разных ступенях напряжения при компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин, С. А. Капусткин // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2020. – № 2(184). – С. 148-157.

58 Savina, N. V. Influence of Quality of the Electric Energy on Reliability of Electrical Supply Systems / N. V. Savina, Y. V. Myasoedov, L. A. Myasoedova // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018, Vladivostok, 03–04 октября 2018 года. – Vladivostok: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. – P. 8602690. – DOI 10.1109/FarEastCon.2018.8602690.

59 Молдыракымова, Н. Б. Повышение энергетической эффективности электрооборудования подстанций и электрических сетей / Н. Б. Молдыракымова, М. С. Жармагамбетова // Фёдоровские чтения — 2021 : LI международная научно-практическая конференция с элементами научной школы, Москва, 17–19 ноября 2021 года. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2021. – С. 128-132.

60 Мясоедов, Ю. В. Применение возобновляемых источников энергии для электроснабжения удаленных потребителей с малой потребляемой мощностью / Ю. В. Мясоедов, Г. Е. Музыченко, Н. А. Намаконова // Актуальные

вопросы энергетики в АПК : Материалы всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Благовещенск, 27 февраля 2019 года / Ответственный редактор О. А. Пустовая, редактор Е. С. Дубкова. – Благовещенск: Дальневосточный государственный аграрный университет, 2019. – С. 64-67.

61 Мясоедов, Ю. В. Анализ компенсирующих устройств и определение области их применения / Ю. В. Мясоедов, Г. Е. Музыченко // Актуальные вопросы энергетики в АПК : Материалы всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Благовещенск, 27 февраля 2019 года / Ответственный редактор О. А. Пустовая, редактор Е. С. Дубкова. – Благовещенск: Дальневосточный государственный аграрный университет, 2019. – С. 61-64.

62 Прудников, А. Ю. Научные исследования студентов, аспирантов и молодых ученых на энергетическом факультете Иркутского ГАУ в 2020 году: результаты и перспективы развития / А. Ю. Прудников // Научные исследования и разработки к внедрению в АПК : Материалы международной научно-практической конференции молодых ученых, Иркутск, 25–26 марта 2021 года. – Молодежный: Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского, 2021. – С. 251-256.

63 Holagh, S. G., Haghghi, M. A., Mohammadi, Z., & Chitsaz, A. Exergoeconomic and environmental investigation of an innovative poly-generation plant driven by a solid oxide fuel cell for production of electricity, cooling, desalinated water, and hydrogen. *International Journal of Energy Research*, 44(13) (2020) 10126-10154.

64 Nada, S. A., Elattar, H. F., & Fouda, A. Energy-efficient hybrid A/C and freshwater production system proposed for high latent load spaces. *International Journal of Energy Research*, 43(13) (2019) 6812-6826.

65 Yirtici, O., Ozgen, S., & Tuncer, I. H. Predictions of ice formations on wind turbine blades and power production losses due to icing. *Wind Energy*, 22(7) (2019) 945-958.

66 Применение цифровых технологий в системах учета электроэнергии для своевременной корректировки нормативов электрических нагрузок / Ю. И. Солуянов, А. И. Федотов, А. Р. Ахметшин, В. И. Солуянов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 93-его заседания семинара. В 2-х книгах, Волжский, 13–17 сентября 2021 года / Отв. редактор Н.И. Воропай. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2021. – С. 369-378.

67 Myasoedov, Y. V. Electricity Losses in Urban Distribution Networks and their Management / Y. V. Myasoedov, L. A. Myasoedova, I. G. Podgurskaya // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018, Vladivostok, 03–04 октября 2018 года. – Vladivostok: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. – P. 8602720. – DOI 10.1109/FarEastCon.2018.8602720.

68 Уваров, Г. Г. СТАТКОМ как средство решения вопросов энергосбережения / Г. Г. Уваров, Е. П. Зацепин // Агротехника и энергообеспечение. – 2018. – № 4(21). – С. 157-164.

69 Гаитгалина, Г. Р. Влияние качества электрической энергии на энергосбережение / Г. Р. Гаитгалина // Информационное обеспечение науки как двигатель прогресса : сборник статей Международной научно-практической конференции, Стерлитамак, 19 января 2020 года. – Стерлитамак: Общество с ограниченной ответственностью "ОМЕГА САЙНС", 2020. – С. 70-72.

70 Горяинова, А. В. ПКУ и энергоэффективность / А. В. Горяинова // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе : Материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых и специалистов, посвященной 20-летию создания кафедры электроэнергетики: в 2-х томах, Тюмень, 18–20 декабря 2019 года / Ответственный редактор: А. Н. Халин. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 238-240.

71 Себегатов, К. З. Системы энергоэффективного управления электрическими распределительными сетями 110 кВ / К. З. Себегатов, О. В. Наумов // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике : XIV Всероссийская открытая молодежная научно-практическая конференция, Казань, 06–08 ноября 2019 года. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2019. – С. 443-446.

72 Ряшницев, В. В. Анализ режимов работы и оптимизация потерь электрической энергии в электрических сетях / В. В. Ряшницев // Modern Science. – 2021. – № 1-1. – С. 487-491.

73 Павлов, Н. Т. Концепция компенсации реактивной мощности / Н. Т. Павлов // Тинчуринские чтения – 2021 «энергетика и цифровая трансформация» : Материалы Международной молодежной научной конференции. В 3 томах, Казань, 28–30 апреля 2021 года. – Казань: ООО ПК «Астор и Я», 2021. – С. 45-47.

74 Кравченко, Н. В. Преимущества внедрения системы энергетического менеджмента в энергетической компании / Н. В. Кравченко, Л. И. Татарникова // Молодежный вестник ИрГТУ. – 2019. – Т. 9. – № 2. – С. 111-115.

75 Плотников, И. В. Влияние качества электроэнергии на энергосбережение / И. В. Плотников // Научно-образовательный потенциал молодежи в решении актуальных проблем XXI века. – 2019. – № 14. – С. 73-76.

76 Ширяев, А. С. Анализ зависимости приведённых затрат от длины линии при поиске оптимальной комбинации технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии / А. С. Ширяев, С. С. Гиршин // Электроэнергетика глазами молодежи - 2018 : Материалы IX Международной молодежной научно-технической конференции. В 3-х томах, Казань, 01–05 октября 2018 года / Ответственный редактор Э.В. Шамсутдинов. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. – С. 317-320.

77 Патент № 2713213 С1 Российская Федерация, МПК H02J 3/18, G05F 1/70. Устройство автоматической компенсации реактивной мощности : №

2018146450 : заявл. 26.12.2018 : опубл. 04.02.2020 / В. И. Самохин, З. А. Рудай, Д. В. Самохин [и др.] ; заявитель ООО "Чистая Энергия".

78 Энергосбережение и энергоэффективность: развитие теории и методического обеспечения / Д. Е. Давыдянец, В. Е. Жидков, Ю. И. Шейченко, А. А. Ракшин ; под ред. проф. Д. Е. Давыдянца и проф. В. Е. Жидкова. – Москва : миракль, 2019. – 68 с. – ISBN 978-5-907151-01-7.

79 Рубцова, Е. И. Распределенная модель управления энергопотреблением / Е. И. Рубцова, М. А. Афанасьев, И. Д. Пахомов // Лучшая студенческая статья 2018 : сборник статей XIII Международного научно-практического конкурса. В 2 частях, Пенза, 25 февраля 2018 года. – Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение», 2018. – С. 62-65.

80 Муравьев, С. В. Агрегирование предпочтений в интерпретации данных энергетических обследований / С. В. Муравьев, М. А. Борисова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 155-163. – DOI 10.18799/24131830/2018/12/31.

81 Савина, Н. В. Определение зон эффективности функционирования электрических сетей / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова // Актуальные вопросы энергетики в АПК : Материалы всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Благовещенск, 27 февраля 2019 года / Ответственный редактор О. А. Пустовая, редактор Е. С. Дубкова. – Благовещенск: Дальневосточный государственный аграрный университет, 2019. – С. 56-59.

82 Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности : Материалы всероссийской молодежной научно-практической конференции с международным участием, Омск, 04–05 октября 2018 года. – Омск: Омский государственный университет путей сообщения, 2018. – 364 с. – ISBN 978-5-94941-212-1.

83 Патент № 2661339 С2 Российская Федерация, МПК H02J 3/12. Устройство для стабилизации параметров электрической сети : №

2017113834 : заявл. 20.04.2017 : опубл. 16.07.2018 / В. А. Тетерин, И. А. Дубков, М. А. Дубков, Д. В. Макаров.

84 Morea, D.; Elia, S.; Boccaletti, C.; Buonadonna, P. Improvement of Energy Savings in Electric Railways Using Coasting Technique. *Energies* 2021, 14, 8120. <https://doi.org/10.3390/en14238120>

85 Longo, M.; Franzò, S.; Manfredi Latilla, V.; Antonucci, G. Smart Energy Management of a Railway Station. In Proceedings of the IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), Palermo, Italy, 12–15 June 2018.

86 Tian, Z.; Zhao, N.; Hillmansen, S.; Roberts, C.; Dowens, T.; Kerr, C. SmartDrive: Traction Energy Optimization and Applications in Rail Systems. *IEEE Trans. Intell. Transp. Syst.* 2019, 20, 2764–2773.

87 Jafari Kaleybar, H.; Madadi Kojabadi, H.; Brenna, M.; Foadelli, F.; Saeed Fazel, S.; Rasi, A. An Inclusive Study and Classification of Harmonic Phenomena in Electric Railway Systems. In Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Genova, Italy, 11–14 June 2019.

88 Feng, J.; Cao, J.G.; Wu, Z.H. Analysis and Research on Electromagnetic Compatibility of High Speed Railway Traction Current Harmonics to Track Circuit. *IEEE Trans. Appl. Supercond.* 2021, 31, 1–4.

89 Capasso, A.; Ceraolo, M.; Lamedica, R.; Lutzemberger, G.; Ruvio, A. Modelling and simulation of tramway transportation systems. *J. Adv. Transp.* 2019, 2019, 4076865.

90 Sedykh, D.; Gordon, M.; Efanov, D. Computer-Aided Design of Railway Signalling Systems Russian Federation. In Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Moscow, Russia, 15–18 May 2018.

91 Gallo, M.; Botte, M.; Ruggiero, A.; D’Acierno, L. A Simulation Approach for Optimizing Energy-Efficient Driving Speed Profiles in Metro Lines. *Energies* 2020, 13, 6038.

92 Cwil, M.; Bartnik, W.; Jarz ,ebowski, S. Railway Vehicle Energy Efficiency as a Key Factor in Creating Sustainable Transportation ´ Systems. *Energies* 2021, 14, 5211.

93 MacPherson, J.; Williamson, C.; Green, M.; Caldwell, N. Energy efficient excavator hydraulic systems with digital displacement® pump-motors and digital flow distribution. In *Proceedings of the BATH/ASME 2020 Symposium on Fluid Power and Motion Control*, Bath, UK, 9–11 September 2020.

94 Ракутько, Е. Н. Анализ резервов энергосбережения в сельскохозяйственных облучательных установках при стабилизации электрического питания / Е. Н. Ракутько, А. Н. Васькин, К. В. Иванников // *АгроЭкоИнженерия*. – 2020. – № 4(105). – С. 19-30. – DOI 10.24411/0131-5226-2020-10264. – EDN UOKIZG.

95 Захаров, С. В. Рекомендации по экономии электроэнергии в сельскохозяйственном производстве / С. В. Захаров, В. П. Квашин, А. Г. Щербакова // *Каталог научных и инновационных разработок ФГБОУ ВО Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина : сборник материалов по итогам научно-исследовательской деятельности*. – Омск : Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина, 2021. – С. 595-599. – EDN MDQSJM.

96 Мятишкин, Г. В. Требования к разработке комплекса нормативной документации по управлению энергетическими затратами промышленного производства в условиях функционирующего рынка электроэнергии и мощности РФ / Г. В. Мятишкин, А. С. Филинова // *Известия Самарского научного центра Российской академии наук*. – 2018. – Т. 20. – № 6(86). – С. 166-170. – EDN YHARCK.

97 Dursun, İ., Tümer Kabadayı, E., & Tuğer, A. T. Overcoming the psychological barriers to energy conservation behaviour: The influence of objective and

subjective environmental knowledge. *International Journal of Consumer Studies*, 43(4) (2019) 402-416.

98 Rampen, W.; Dumnov, D.; Taylor, J.; Dodson, H.; Hutcheson, J.; Caldwell, N. A Digital Displacement Hydrostatic Wind-turbine Transmission. *Int. J. Fluid Power* 2021, 21, 87–112.

99 Щербаков, А. В. Энергосберегающая методика исследования физической модели высоковольтного инвертора на основе электронно-лучевого вентиля / А. В. Щербаков // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2020. – № 1. – С. 55-61. – DOI 10.24160/1993-6982-2020-1-55-61. – EDN NKYJSX.

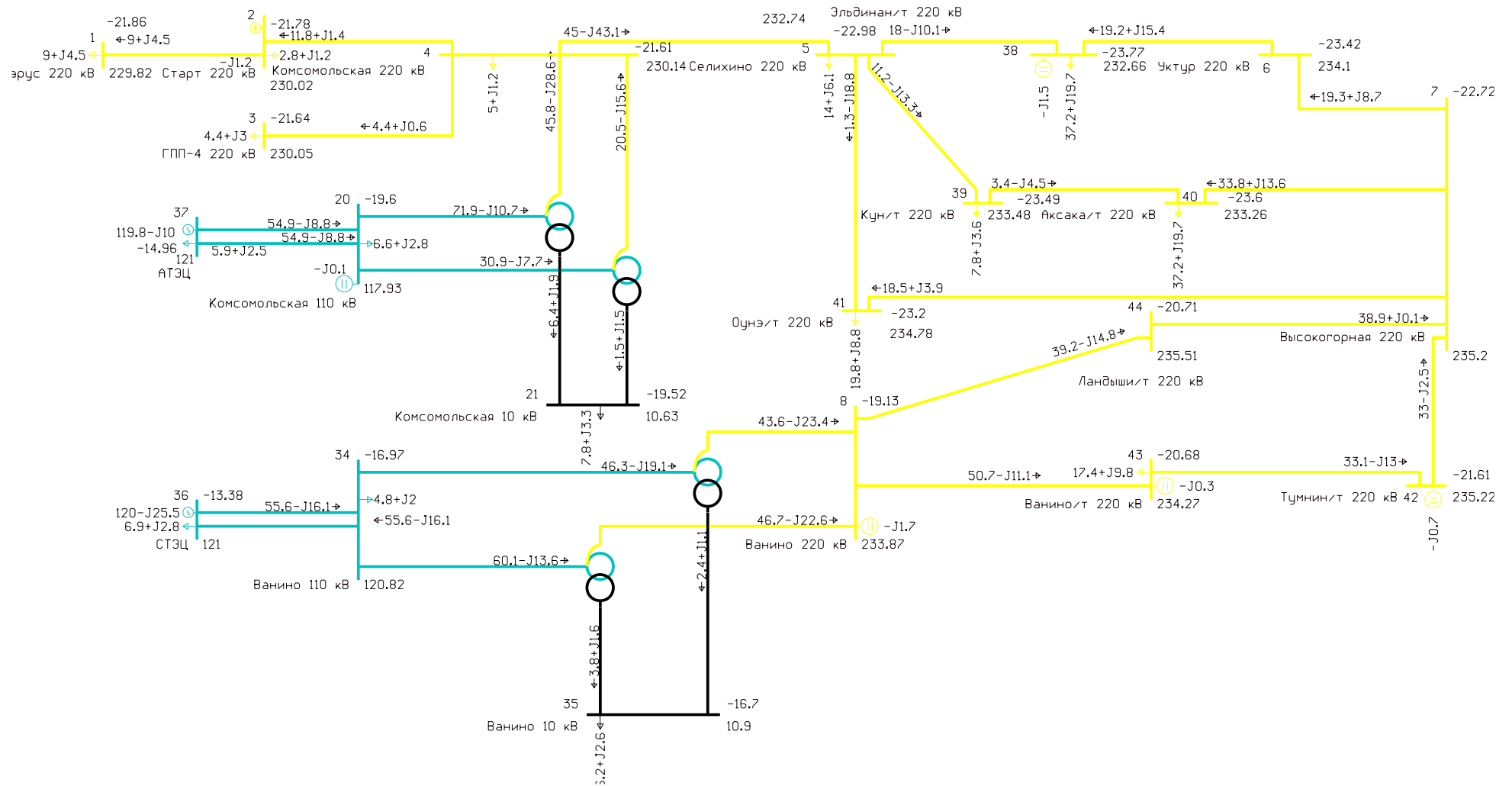
100 Актуальные аспекты теории и методическое обеспечение энергосбережения и энергоэффективности / Д. Е. Давыдянец, М. Ф. Горяинов, Ю. И. Шейченко [и др.] ; Под ред. Д.Е. Давыдянца. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом МИРАКЛЬ", 2020. – 84 с. – ISBN 978-5-907151-05-5. – EDN KODQGY.

101 Компенсация реактивной мощности в энергосистеме путём применения статического синхронного компенсатора реактивной мощности СТАТКОМ / И. А. Пашкин, Д. Г. Николайчук, А. О. Ставнистов, Ю. В. Мясоедов // Современная школа России. Вопросы модернизации. – 2022. - № 3-1(40). – С.31-33. – EDN DZXQGL.

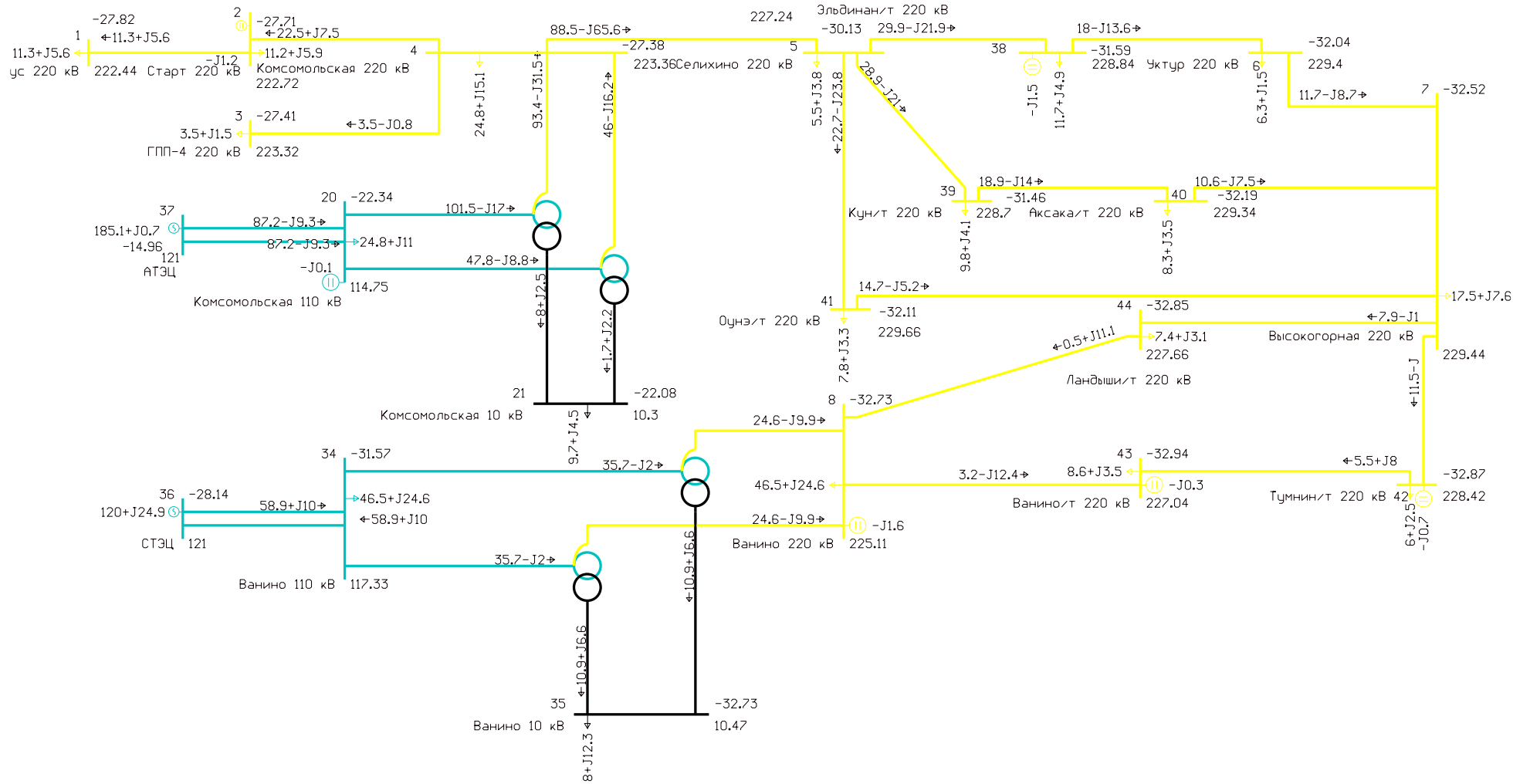
102 Влияние гололедных нагрузок на надежность воздушных линий электропередачи / А. О. Ставнистов, И. А. Пашкин, Д. Г. Николайчук, Ю. В. Мясоедов // Сборник статей XXXX Всероссийской научно-практической конференции: «Модернизация образования в условиях технологических и цифровых нововведений: теория и практика» - 2021. – 1. – С. 221-223. – EDN UNHAUE.

103 Личман, О. М. Проект приказа об установлении единых (котловых) тарифов на услуги. 2018 г. - 14 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Схема утяжеленного режима 2021 года



Приложение Б Схема нормального режима 2026 года



ПРИЛОЖЕНИЕ В Схема послеаварийного режима 2026 года

