

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

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Управление потоками реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ Шкотовского района Приморского края

Исполнитель
студент группы 042-ом

(подпись, дата)

И.А. Пашкин

Руководитель
канд. техн. наук, профессор

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской программы
доктор техн. наук, профессор

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль
канд. техн. наук, доцент

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

(подпись, дата)

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 Пашикина Ильи Александровича

1. Тема магистерской диссертации: Управление потоками реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ Шкотовского района Приморского 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 управления потоками реактивной мощности, характеристика схемно-режимной ситуации электрической сети 110 кВ Шкотовского района Приморского края, сенсорный анализ сети и выбор места установки и мощности компенсирующих устройств, инвестиционная привлекательность принятых решений.

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, канд. техн. наук, профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 137 страниц, 13 рисунков, 88 таблиц, 23 формулы, 3 приложений, 103 источника.

ПРИМОРСКИЙ КРАЙ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, СЕНСОРНЫЕ УЗЛЫ, УСТРОЙСТВА FACTS, RASTRWIN3, УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

В магистерской диссертации решена задача управления потоками реактивной мощности в эквиваленте электрической сети Шкотовского района Приморского края напряжением 110 кВ.

Управление потоками реактивной мощности выполнено за счет внедрения устройств поперечной компенсации в сенсорные узлы электрической схемы. Сенсорный анализ проведен с применением матрицы Якоби, значения которой рассчитаны численным способом. Выявлены участки с наибольшим откликом к управляющему воздействию. Определен состав и параметры силовых устройств, выбраны электрические аппараты для их подключения.

С учетом внедряемого оборудования рассчитан ряд установившихся режимов с электрическими нагрузками текущего и прогнозного года. Подтверждено соответствие параметров режима требованиям к качеству электрической энергии. В оптимальной схеме достигнуто снижение суммарных активных потерь в схеме по отношению к исходной. Расчет параметров проведен в прикладном ПВК RastrWin 3.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Современное состояние управления потоками реактивной мощности	11
2 Характеристика схемно-режимной ситуации электрической сети 110 кВ Шкотовского района Приморского края	27
2.1 Характеристика источников питания	27
2.2 Структурный анализ сети	29
2.1 Расчет и анализ установившихся режимов	39
3 Сенсорный анализ сети и выбор места установки и мощности компенсирующих устройств	75
3.1 Разработка алгоритма расчета чувствительности элементов	76
3.2 Расчет сенсорных элементов в схеме эквивалента электрической сети и ввод КУ	77
3.3 Проверка КУ на схемах расчетных режимов	80
3.4 Расчет показателей надежности ПС	102
4 Инвестиционная привлекательность принятых решений	110
4.1 Выбор средств технической реализации	110
4.2 Расчет затрат проекта	112
4.3 Расчет экономического эффекта	113
4.4 Оценка рентабельности проекта	116
Заключение	117
Библиографический список	118
Приложение А Схема утяжелённого режима 2021 года	135
Приложение Б Схема нормального режима 2026 года	136
Приложение В Схема послеаварийного режима 2026 года	137

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТЭЦ – Артемовская ТЭЦ;

ГОСТ - государственный стандарт;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

КУ - компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ПаГРЭС – Партизанская ГРЭС;

ПВК - программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РМ – реактивная мощность;

ТЭЦ – тепловая электроцентраль;

УТЭП - укрупнённые технико-экономические показатели;

ЧД - чистый доход;

ЧДД - чистый дисконтированный доход;

FACTS - flexible alternative current transmission systems.

ВВЕДЕНИЕ

Современным направлением инновационного развития и модернизации электрических сетей является увеличение эффективности их эксплуатации. Эффективность работы электросетей определяется возможностью передавать электроэнергию определенного качества при минимальных активных потерях в схеме, при этом система должна отвечать критериям устойчивости, надёжности и безопасности эксплуатации. Рост эффективности электропередачи напрямую зависит от эффективности потокораспределения мощностей в линиях электропередачи и оптимальных значений узловых напряжений на шинах подстанций.

Активная мощность вырабатывается только электрическими станциями, управление потоками активной мощности подразумевает изменение активной генерации на электрических станциях или внедрение устройств распределенной генерации. Данный инструмент предполагает анализ баланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме, анализ внешних перетоков между энергосистемами, анализ характеристик современных устройств распределенной генерации и возможности их установки в рассматриваемом районе. Решение о внедрении проводят при соответственном технико-экономическом обосновании проекта.

Наиболее гибким инструментом повышения эффективности работы электрической сети является управление потоками реактивной мощности. Инструментом решения задачи является введение в эксплуатацию гибких систем передачи переменного тока – устройств FACTS. Значения перетоков реактивной мощности наиболее чувствительны к управляющему воздействию, вызванному работой устройств поперечной компенсации. Установка устройств поперечной компенсации позволяет: увеличить пропускную способность ЛЭП, достичь уровней напряжений согласно требованиям ГОСТ, снизить суммарные потери активной мощности схемы.

Особенностью устройств FACTS является возможность изменения параметров этих устройств в течение эксплуатации. Таким образом, появляется возможность регулировки управляющего воздействия под актуальный режим энергопотребления. Повышение эффективности устройств гибкой передачи электроэнергии так же может быть повышена при разработке интеллектуальной системы, способной анализировать параметры актуального состояния электрической сети и подавать управляющие сигналы на устройства FACTS в целях регулировки режима работы электросети. Управление потоками реактивной мощности за счёт внедрения КУ отличается быстрой окупаемостью вложенных средств, что так же положительно характеризует данный инструмент.

Устройства поперечной компенсации могут быть внедрены на шины электрических ПС, однако эффективность внедрения отдельного устройства обусловлена возможностью влияния его мощности на оптимизируемые переменные – потоки реактивной мощности. С целью поиска наиболее чувствительных мест приложения управляющего воздействия производят сенсорный расчёт электрической сети. Результатом сенсорного расчета является перечень узлов схемы, установка КУ в которых даст максимальный эффект.

Анализ современного состояния энергосистем дальнего востока позволил выявить район, в котором наиболее остро выделяется проблема управления потоками реактивной мощности - Шкотовский район Приморского края. Для электрических сетей Приморского края характерна: низкая токовая нагрузка ЛЭП, низкий коэффициент мощности, несоответствие марок проводов климатическому исполнению, эксплуатация технически и морально устаревшего силового оборудования. Решение задачи управления потоков реактивной мощности в сети Приморского края позволит снизить издержки на покрытие потерь активной мощности в сети, обеспечит желаемые уровни напряжений в узлах схемы и, как следствие, повысит безопасность эксплуатации, увеличит срок службы имеющегося и внедряемого оборудования.

Объектом исследования выбран эквивалент электрической сети Шкотовского района Приморского края напряжением 110 кВ.

Предметом исследования является управление потоками реактивной мощности.

Цель настоящей магистерской диссертации – разработка способа управления потоками реактивной мощности в электрической сети Шкотовского района Приморского края за счёт внедрения устройств поперечной компенсации в сенсорные узлы схемы.

Для достижения поставленной цели к проработке приняты следующие задачи:

- выбрать целесообразные способы управления потоками реактивной мощности, выбрать среду моделирования электрической сети;
- провести анализ схемно-режимной ситуации объекта исследования в различные годы эксплуатации;
- разработать алгоритм расчета чувствительности элементов электросети;
- провести апробацию алгоритма на электрических схемах расчетной модели;
- рассчитать надежность подстанций, в которых предполагается установка КУ;
- определить экономические показатели разработанного проекта.

В диссертации использованы следующие инструменты достижения цели:

- анализ современного состояния управления потоками реактивной мощности;
- прогнозирования электрических нагрузок методом сложных процентов;
- расчет сенсорности элементов электрической схемы;
- алгоритмы матричной теории.

Научная новизна представленной работы заключается в систематизации современных подходов решения задачи управления потоками реактивной мощности, применения методологии расчета сенсорности элементов электрической сети, апробации алгоритма на примере эквивалента реальной электрической сети.

Практическая значимость работы заключается в достижении оптимальных потоков реактивной мощности в электрической сети, снижении полного тока схемы и снижении суммарных активных потерь в схеме.

В первой главе магистерской диссертации проведен анализ современного состояния управления потоками реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ. Приведены способы достижения поставленных задач, выделены достоинства и недостатки различных КУ, выбраны устройства для реализации в объекте исследования. Дано обсуждение подходов к проведению сенсорного анализа, выявлены достоинства и недостатки различных способов, выбран оптимальный подход к проведению сенсорного расчета.

Во второй главе работы дана характеристика схемно-режимной ситуации объекта исследования. Проведен анализ источников генерации электрической мощности в эквиваленте сети, представлен структурный анализ схемы, выполнен расчет и анализ установившихся режимов работы схемы в текущем и прогнозном году. На основе режимного анализа дана оценка технического состояния силового оборудования, выявлены слабые участки сети, приведены значения потоков реактивной мощности в ветвях схемы и дано структурное представление активных потерь.

Третья глава работы посвящена проведению сенсорного анализа в эквиваленте электрической сети, определению состава и параметров внедряемого оборудования, проверки параметров режима с учетом нового оборудования. На основе литературного обзора проработан подход к проведению сенсорного расчета в электрической сети, дано обоснование достаточности и достоверно-

сти полученных значений. Выбраны так же устройства управляющего воздействия, определены электрические параметры внедряемого оборудования, выбраны устройства коммутации для их подключения.

В четвертой главе рассчитаны технико-экономические показатели проекта, обусловленные вводом оборудования. Определены следующие показатели: приведённые затраты, экономический эффект, чистый доход, чистый дисконтированный доход, рентабельность и срок окупаемости проекта. Дано заключение по поводу экономической целесообразности предлагаемых мероприятий.

В заключении представлен вывод по представленной магистерской диссертации. Изложены основные результаты проведенного диссертационного исследования.

В настоящей работе использованы возможности современных передовых пакетов компьютерного моделирования. Средой моделирования электрической сети выбран ПВК RastrWin3.

RastrWin3 - программно-вычислительный комплекс, направленный на решение задач по анализу, расчёту параметров режима, эквивалентирование, сравнение, структурирование, оптимизацию режимов работы электрических сетей. Архитектура программного комплекса предусматривает разделение пользовательского визуального интерфейса и расчетного блока со встроенной системой управления базой данных. Работа с ПВК RastrWin3 осуществлялась по студенческой лицензии.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Управление потоками реактивной мощности является одним из ключевых аспектов управления параметрами режима электрических схем, направленное на оптимизацию сети по напряжению и реактивной мощности. Проведение данного мероприятия приводит к снижению суммарных активных потерь в схеме, снижению тока на участках электропередачи, что соответственно влечет к снижению затрат на транспорт электрической мощности. Тенденция к переходу на активно-адаптивное управление электросети предполагает повышение качества управления потоками реактивной мощности. С этой целью актуальной задачей современной электроэнергетики является разработка новых принципов и подходов к управлению потоками РМ.

Задача управления потоками реактивной мощности сложно реализуема в электрических сетях напряжением 6–110 кВ. Это обусловлено значительной протяженностью участков электропередачи, большим количеством линий связи и узлов потребления электроэнергии, высокой степенью связности узлов и неопределенности схемно-режимной ситуации. Схемно-режимная неопределенность обусловлена стохастической природой узловых нагрузок, человеческим фактором, отсутствием оснащения электрической сети средствами телеизмерений, непрерывным изменением структуры схемы, рыночными условиями функционирования электросети.

В целях определения современного состояния управления потоками реактивной мощности в электрических сетях проведен анализ литературных источников по приоритетным направлениям поставленной задачи.

Управлению потоками реактивной мощности посвящены работы [1-8]. В данных работах рассмотрены различные подходы к управлению потоками реактивной мощности, дана характеристика современного состояния электрических сетей и их силового оборудования, приведены примеры реализации ре-

шения рассматриваемой задачи, определен технический и экономический эффект от внедрения устройств FACTS, рассчитано изменение показателя устойчивости работы энергосистемы, сформулированы и обобщены различные методики при решении задачи в прикладных пакетах компьютерного моделирования.

Автоматизации проектных расчетов посвящены работы [9-18]. Работы [9-13] посвящены уточнению алгоритмов матричной теории, в которых представлены способы представления математической модели задачи в различных формах матричной интерпретации, подробно исследованы условия сходимости режимов работы электросети в этих формах, изложены теория и алгоритмы конечномерной и бесконечномерной оптимизации. В источниках [13-15], приведена методология моделирования процессов и объектов силовой электроэнергетики, дано описание способов прогнозирования узловых электрических нагрузок энергосистемы, изложены различные математические модели для решения данной задачи, изложена информация о возможностях современных систем автоматизированного проектирования в области электротехники, рассмотрены перспективные направления методик проектирования сложных систем. В источниках [15-18] раскрыт потенциал прикладных пакетов компьютерного моделирования. Для отдельных ПВК рассмотрены базовые принципы проектирования сложных энергосистем, изложены результаты практической реализации их применения.

Актуальности оснащения электрических сетей электрооборудованием последнего поколения посвящены работы [19-26]. В данных работах изложены преимущества эксплуатации современного электрооборудования по отношению к существующему, их влиянию на эффективность электропередачи, рассмотрен ряд вопросов, связанных с особенностями эксплуатации электрооборудования последнего поколения, сформулированы подходы к выбору конкретных устройств при решении различных задач электроэнергетики, даны рекомендации по эксплуатации и управлению параметрами этих устройств.

Анализ литературных источников по решению задачи управления потоками реактивной мощности показал, что сопряженным параметром управления является уровень активных потерь в схеме, что в свою очередь тесно связано с решением задачи повышения энергоэффективности. Поэтому для решения проблемы повышения энергоэффективности так же проведен литературный обзор.

Проблеме повышения энергоэффективности посвящены работы [27-34]. В данных источниках рассмотрены аспекты законодательного регулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности, дана оценка основных мер по реализации энергосбережения в России, приведены способы проведения мероприятий по энергосбережению. В представленных работах сделан вывод, что основными проблемами повышения энергоэффективности являются: отсутствие контроля денежных потоков, не учет платежеспособности потребителей электроэнергии, отсутствие культуры электропотребления и энергосбережения.

Максимальный эффект внедрения устройств поперечной компенсации будет достигнут при их установке в узлы, для которых оптимизируемая переменная испытывает наибольший отклик – сенсорные узлы. С этой целью исследованы способы расчета чувствительности параметров режима к мощности внедряемых КУ.

Одним из современных направлений режимного анализа ЭЭС является расчёт степени отклика контролируемых параметров на вводимое возмущение в схему. Участки электрической сети, возмущение в которых вызывает наибольший отклик оптимизируемой переменной, называют сенсорными (чувствительными). Обратная ситуация, когда управляющее воздействие элемента электросети не вызывает реакции контролируемой величины, характеризует элемент как жёсткий. Проведение режимного анализа ориентировано на определение сенсорных элементов и исключение из рассматриваемых жёстких элементов. Контролируемыми величинами при проведении режимного анализа обычно принимают: модули узловых напряжений в точке передачи

электроэнергии, токи в ветвях схемы, токовая загрузка элементов, суммарные потери активной мощности и т. д. Сенсорный анализ даёт возможность определить тип и параметры силового оборудования, внедряемого в электрическую сеть для её эффективной эксплуатации.

Проведение сенсорного анализа можно осуществить, используя ряд известных подходов, наиболее известными и эффективными из которых являются: расчет и анализ матрицы узловых проводимостей схемы, расчет и анализ матрицы Якоби, исследование статических параметров режима.

Расчет реакции оптимизируемой величины при изменении параметров силового оборудования осуществляют методом исследования параметров режима, подходом к проведению которого является расчет ряда установившихся режимов работы электрической сети. Расчет данным методом предполагает учет электрической удаленности изменяемых величин от базисно-балансирующего узла, который всегда является жёстким местом – возмущения в данном узле не приведет к изменению напряжения на его шинах, в таком случае, сенсорный анализ электрически связанных элементов с опорным узлом может привести к погрешностям в расчёте.

Результатом применения данного метода является оптимальные электрические параметры сенсорных участков, которые определяются как разность между исходными и оптимальными величинами. Ход метода предполагает незначительное изменение поочередно параметров изменяемых величин, при каждом изменении необходимо рассчитать установившийся режим, выделить значение контролируемого параметра и сопоставить это значение с этой же величиной в исходной схеме. Величины оптимизируемой переменной в разных режимах образуют совокупность значений одной итерации сенсорного анализа, которую необходимо отсортировать по убыванию значения контролируемой переменной. Сенсорным будет тот элемент, возмущение в котором вызовет наибольшее изменение контролируемой величины. Тогда для выявленного сенсорного элемента необходимо определить оптимальную дозу управляющего воздействия, при которой значение целевой функции примет

оптимальное значение, а оставшиеся параметры режима будут находиться в допустимых пределах. Далее, с учетом введенного возмущения, проводят следующую итерацию сенсорного анализа. Критерием останова процесса является отсутствие реакции на возмущение в любом из рассматриваемых силовых элементов.

Другим подходом к сенсорному анализу является расчет и анализ матрицы Якоби. Возмущение в данном подходе вызвано изменением величины электрической нагрузки в узлах схемы. Данный метод предполагает расчет установившихся режимов при поочередном возмущении, определении коэффициентов матрицы Якоби, разложением этой матрицы на произведение ортогональных матриц W и V и матрицы сингулярных значений по формуле (1):

$$J = W \cdot S \cdot V^T, \quad (1)$$

где W , V - матрицы ортогонального разложения;

S - матрица сингулярных значений.

Проведение сенсорного анализа расчётом матрицы Якоби в электрических сетях с большим числом узлов и ветвей схемы требует значительного времени на расчёт. С целью сокращения объёма вычислений элементы матрицы Якоби приравнивают к нулю, если эти значения значительно меньше остальных элементов. На основе литературного обзора сделан вывод, что результаты сенсорного анализа для полной и сокращённой матрицы Якоби практически идентичны.

Другим подходом к проведению сенсорного анализа является расчёт и анализ матрицы Y - матрицы узловых проводимостей схемы электрической сети. Критерием сенсорности элемента в данном подходе является наибольшее значение диагонального элемента, величина которого значительно превосходит значение недиагональных элементов.

Инновационным подходом сенсорного анализа, основанного на расчете и анализе матрицы узловых проводимостей, является метод узловых сальдопроводимостей. Матрицу сальдопроводимости определяют из матрицы узловых проводимостей и матрицы мнимых составляющих узловой проводимости по формуле (2):

$$DB = B - \text{Im}(Y), \quad (2)$$

где B - матрица мнимых составляющих матрицы узловых проводимостей;

Y - матрица узловых проводимостей.

Достоинством сенсорного анализа методом определения матрицы сальдопроводимости является прямая корреляция расчётных величин с параметрами установившегося режима. В случае проведения сенсорного анализа методом разделения матрицы Якоби на матричное произведение матрицы сингулярных значений и ортогональных матриц разложения расчётные значения итоговой матрицы будут инвариантными к параметрам установившегося режима, значения больше зависят от электрических узловых нагрузок и действующих значений узловых напряжений.

На основе анализа современных способов проведения сенсорного анализа сделаны выводы:

1) Подходы к проведению сенсорного анализа электрической сети с использованием полной и сокращенной матрицы Якоби практически идентичны, при этом использование сокращенной матрицы Якоби позволит существенно сократить объём вычислений.

2) Единственным способом проведения сенсорного анализа при изменении величины узловых нагрузок является расчёт и анализ матрицы Якоби с дальнейшим её преобразованием и диагонализацией элементов.

3) Сенсорным элементов является элемент, изменение контролируемой величины которой превосходит остальные в текущей итерации сенсорного анализа.

4) Возмущение, вносимое в сенсорные элементы электрической сети, позволяет обеспечить значение контролируемых величин в желаемом диапазоне, возмущение, вносимое в жесткие элементы электросети, не вызовет реакций контролируемой величины.

Проведенный обзор литературных источников по поставленной задаче позволил заключить, что эффективность управления потоками реактивной мощности напрямую зависит от величины относительного снижения активных потерь в схеме, поэтому значение суммарных активных потерь будет взято в качестве оптимизируемой переменной. Уровни тока в ветвях схемы и значения узловых напряжений при этом должны выступать ограничениями при проведении оптимизации, их значения должны отвечать требованиям к качеству поставляемой электроэнергии.

По итогам проведения литературного обзора были сформулированы следующие этапы проведения диссертационного исследования:

- 1) Оценка схемно-режимной ситуации объекта исследования.
- 2) Расчет и анализ режимов работы эквивалента электрической сети для текущего и прогнозного года, выявление слабых мест схемы.
- 3) Формирование методологии проведения сенсорного расчета электросети.
- 4) Выбор средств технической реализации и апробация оборудования на моделях электрической сети в различных режимах её работы.
- 5) Расчёт показателей экономической эффективности разработанного проекта.

В традиционной электроэнергетике с ее выраженной функцией планирования балансов нагрузки и генерации энергорайонов электроэнергетической

системы, узкие места явно выделялись и находились под пристальным вниманием, как со стороны эксплуатирующих организаций, так и со стороны оперативно-диспетчерского управления.

Для магистральных и межсистемных сетей при переходе к активно-адаптивным сетям наиболее эффективными мероприятиями по исключению слабых мест являются:

1) Повышение пропускной способности линий электропередачи за счет внедрения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ). С этой целью могут применяться:

- устройства продольной компенсации (УПК), включая управляемые УПК (УУПК);
- дискретно регулируемые батареи статических конденсаторов (БСК), в т.ч. подключаемые к сетям высокого напряжения;
- управляемые шунтирующие реакторы (УШР), в том числе для компенсации дискретного управления БСК с большим шагом;
- статические тиристорно-управляемые компенсаторы (СТК);
- статические компенсаторы реактивной мощности (СТАТКОМ) на базе управляемых силовых приборов полупроводникового типа.

2) Применение устройств, позволяющих регулировать переток мощности по ВЛ, в том числе перераспределять определенным образом перетоки мощности по разным ВЛ. Для этих целей могут применяться:

- устройства продольной компенсации (УПК), включая управляемые УПК (УУПК);
- фазоповоротные трансформаторы, в том числе с управлением на элементах силовой электроники (бесконтактное переключение);
- управляемые трансформаторы (УТ) или объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ);
- вставки постоянного тока, в том числе на базе двух встречно включенных СТАТКОМов;

– реакторы продольного включения (нерегулируемые и регулируемые).

3) Строительство длинных линий постоянного тока, не требующих компенсации реактивной мощности.

4) Применение для ВЛ проводов из композитных материалов, а для коротких КЛ применение сверхпроводящих кабелей для повышения величины длительно- допустимого тока.

5) Создание накопителей электрической энергии большой мощности, в том числе с накоплением энергии в аккумуляторных батареях, суперконденсаторах или сверхпроводящих индукционных накопителях энергии, позволяющих покрывать пиковую мощность и демпфировать низкочастотные и нерегулярные колебания.

6) Развитие средств режимной и противоаварийной автоматики, позволяющих более эффективно использовать потенциал всех регулируемых устройств в электрической сети. Средства противоаварийной автоматики позволят в случае аварий в ЕНЭС в том числе каскадных во время пиковых нагрузок, не допустить катастрофического развития аварии, локализовать ее, и способствовать ее скорейшей ликвидации (восстановление после аварии).

Для снижения капитальных вложений в СКРМ целесообразно одновременное развитие интеллектуальной режимной и противоаварийной автоматики, обеспечивающих централизованное или децентрализованное совместное управление СКРМ разных энергообъектов, что позволит за счет системного эффекта достичь требуемых параметров и требуемой надежности без создания избыточных объемов СКРМ.

Важно отметить, что предлагаемые мероприятия обеспечат максимальную эффективность именно в ИЭС ААС, а при традиционных подходах применение вышеуказанных средств будет создавать больше проблем, чем выгод, так как без интеллектуального управления сфера допустимого применения таких средств очень ограничена [24].

Технические средства активно-адаптивной сети, обеспечивающие её управляемость, можно разделить на следующие основные группы:

- 1) Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно.
- 2) Устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые к сети последовательно.
- 3) Устройства, сочетающие функции первых двух групп – устройства продольно-поперечного включения [26].

Управляемые устройства компенсации реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных пунктах сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии эти устройства вносят вклад в повышение статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки. Данные устройства по принципу действия делятся на статические и электромашинные. К статическим устройствам относятся:

- батареи статических компенсаторов (БСК) и шунтирующие реакторы (ШР), обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности;
- реакторные группы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ);
- управляемые шунтирующие реакторы (УШР);
- статические тиристорные компенсаторы (СТК);
- статические компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ).

К электромашинным устройствам относятся синхронные (СК) и асинхронизированные (АСК) компенсаторы. Реакторные группы, коммутируемые выключателями (ВРГ). Ступенчато-регулируемые реакторы, подключаемые к

третичной обмотке автотрансформаторов (трансформаторов) посредством вакуумных выключателей с числом коммутаций 5000–10000, временем включения/отключения выключателя от 0,02 до 0,12 с. Применяются для компенсации зарядной мощности линий электропередачи и в узлах нагрузки для поддержания напряжения в требуемых пределах в установившихся режимах. Возможны комбинации, когда параллельно ВРГ подключаются конденсаторные батареи. Отечественной промышленностью освоено производство ВРГ.

Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием постоянным током выполняется на основе специального трансформатора в составе УШР. На общем сердечнике содержится сетевая обмотка реактора, компенсирующая обмотка, обмотка управления, и вне бака с УШР – тиристорное выпрямительное устройство и фильтр. УШР предназначены для плавного регулирования напряжения (реактивной мощности). УШР могут устанавливаться как на линиях электропередачи (линейные УШР), так и на шинах подстанции. Предпочтительная область применения – распределительные сети.

Возможна комбинация, когда параллельно УШР подключается конденсаторная батарея. Производство УШР освоено промышленностью России и Украины.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК). В состав СТК входит реактор с воздушным охлаждением и тиристорный вентиль с воздушным или водяным охлаждением, образующие тиристорные группы (ТРГ) с плавным регулированием угла зажигания тиристоров. Параллельно с ТРГ подключена конденсаторная батарея, а иногда и фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ). Подключается к сети ВН через третичную обмотку НН автотрансформатора или через блочный повышающий трансформатор. СТК применяются для регулирования напряжения, а также для повышения пределов передаваемой мощности по линиям электропередачи. Отечественной промышленностью освоено производство СТК мощностью 50, 100, 160 МВА напряжением 10–110 кВ. Мировые производители (Siemens, ABB, Areva и др.) выпускают СТК единичной мощностью 50–500 МВА.

Статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ). Состоит из выполненного на силовых транзисторах IGBT преобразователя напряжения, обеспечивающего генерацию и потребление реактивной мощности в диапазоне 100% установленной мощности устройства, без дополнительных силовых реакторов и конденсаторных батарей. Подключение к сети ВН - через третичную обмотку НН автотрансформатора или через отдельный повышающий трансформатор НН/ВН. Применяются для динамической стабилизации напряжения, увеличения пропускной способности электропередачи, уменьшения колебаний напряжения, повышения устойчивости при электромеханических переходных процессах, улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме. Применяется в любых электрических сетях, особенно эффективен в «слабых» сетях. Разработан и создан первый в России образец мощностью 50 Мвар напряжением 15,75 кВ, АВВ выпустила СТАТКОМ мощностью до 150 Мвар, напряжением до 110 кВ. В мировой практике наблюдается тенденция увеличения масштабов практического применения СТАТКОМ [27].

Асинхронизированный компенсатор (АСК). Является комплексом, состоящим из асинхронизированных электрических машин переменного тока и статических преобразователей частоты. Содержит на роторе две и более обмоток возбуждения, благодаря чему обеспечивается возможность регулирования реактивной мощности в пределах 100%. Обеспечивается также возможность регулирования не только величины, но и фазы вектора напряжения в энергосистеме. Возможна работа с переменной частотой вращения с маховиком на валу с целью повышения пределов динамических характеристик энергосистем. Применяется для регулирования напряжения и повышения пределов статической и динамической устойчивости, увеличения пропускной способности электропередачи, улучшения демпфирования энергосистемы.

Отечественной промышленностью освоено производство компенсаторов 100 МВА напряжением 110 кВ. Фирмой «Hitachi» изготовлен АСК мощностью 60 МВА с маховиком на валу [28].

При выборе среды для расчета установившихся режимов работы электрической сети были проанализированы возможности современных прикладных ПВК – RastrWin3 и РТП 3.

ПВК RastrWin3 оснащён следующими расчетными модулями:

- расчет установившихся режимов электросети различного объёма и сложности класса напряжения 0,4–1150 кВ;
- определения параметров установившихся режимов: узловые напряжения, токи в ветвях схемы, потоки активной и реактивной мощности в силовых элементах схемы, значения активных и реактивных потерь и т. д.;
- эквивалентирование схемы электрической сети;
- оптимизация параметров режима схемы по критерию минимальных активных потерь при контроле значений токовой загрузки в ветвях схемы и заданному диапазону значений узловых напряжений;
- расчет статической и динамической устойчивости схемы;
- моделирование генераторов на электрических станциях;
- модулирование различных типов компенсирующих устройств и регулировка их электрических параметров;
- сравнение различных режимов работы по заданному списку параметров.

Задание исходных данных для расчета режимов производится во вкладках табличного процессора: узлы, ветви, районы и т. д. Преимуществами табличного задания исходных данных является:

- индивидуальная и групповая коррекция исходных данных;
- свободная настройка отображения колонок исходных данных и расчетных величин;
- возможность создания пользовательских таблиц и соответствующая настройка меню.

ПВК RastrWin3 имеет возможность визуальной интерпретации расчетной схемы. Для этой цели присутствует вкладка «Графика», в которой отображается однолинейная схема электрической сети. Возможности управления графиком:

- автоматическое создание графической схемы;
- цветовое выделение выбранных параметров режима и изменение толщины элементов схемы;
- градиентная заливка элементов сети в зависимости от значения контролируемого параметра.

Одним из наиболее известных комплексов расчета режима электрической сети является ПВК РТП 3. Он предназначен для расчета установившихся режимов электрических сетей напряжением 0,38-220 кВ. РТП 3 оснащён следующими расчетными модулями:

- расчет параметров установившегося режима: узловых напряжений, токов, потоков мощности в ветвях схемы, коэффициентов мощности и т.д.;
- расчет потерь активной и реактивной мощности и электроэнергии;
- расчет токов КЗ на участках схемы;
- расчет потерь электроэнергии в приборах учета (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики);
- расчет потерь электроэнергии в КУ;
- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения с разбивкой на структурные составляющие.

Наглядность расчетных параметров результаты расчета установившихся режимов обеспечена возможностью вывода на расчетную схему электрической сети, при этом есть возможность управления отображением этих параметров, выводить отдельно токи в ветвях схемы, действующие значения узловых напряжений, значения токовой загрузки силовых элементов электросети,

потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы, значения токов короткого замыкания на шинах ПС и т.д. Так же предоставлена возможность выделения градиентом загруженности элементов.

Результаты расчета установившегося режима работы электросети приведен в соответствующих таблицах, информация в которых упорядочена отдельно для узлов и ветвей расчётной схемы. В ПВК существует возможность переноса рассчитанных параметров в Excel или сохранении этих значений в виде текста. Так же присутствует возможность снижения трудоёмкости расчета за счет использования файла контрольных замеров, в который вносят значения контрольных замеров тока в участках расчетной схемы, действующих значений узловых напряжений, потоков электрической мощности в ветвях схемы.

Программа оснащена инструментом индивидуальной или групповой коррекции параметров электрической сети, что позволяет оперативно вносить изменения в расчетную схему. Предусмотрена возможность вывода в печать различных расчётных параметров или электрической схемы. Настройка вывода в печать даёт возможность предварительно определить число листов, на которых будет размещена информация, изменения масштаба изображения. Встроенный модуль контроля введенной информации обеспечивает достаточность и достоверность исходных данных.

Методики расчета и комплекс программ прошли экспертизу РАО «ЕЭС России» на соответствие отраслевым нормативным требованиям и допущены к использованию в электроэнергетике для расчетов потокораспределения, потерь мощности и электроэнергии, отклонений напряжения в узлах, токов короткого замыкания, оценки последствий оперативных переключений в разомкнутых электрических сетях в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

Анализ возможностей современных прикладных пакетов компьютерного моделирования позволит выбрать оптимальную среду для моделирова-

ния эквивалента электрической сети. Выбран ПВК RastrWin3. Выбор обусловлен возможностью моделирования электросетей разных классов номинального напряжения, в том числе принятый к исследованию класс напряжения 110 кВ, возможностью использования ПВК по студенческой лицензии в объёме схемы до шестидесяти узлов.

Результатом сенсорного анализа выступит перечень оптимального оборудования, внедрение которого обеспечит наилучшую управляемость потоками реактивной мощности в электрической сети. Будет определен тип этих устройств, определены марки оборудования и электрические параметры этих устройств.

Оптимальная схема будет характеризована местом установки и величиной компенсирующего устройства, устройств FACTS, признанными, на основе анализа, наиболее эффективными элементами управления. Устройства управляющего воздействия будут установлены в сенсорных элементах.

В первой главе представленного диссертационного исследования выполнен анализ современных способов проведения сенсорного расчёта электрической сети. Выявлены достоинства и недостатки каждого подхода, выбран наиболее эффективный из рассмотренных методов – численный расчёт элементов матрицы Якоби. Приведен анализ и изложены характеристики силового оборудования, внедрение которых позволит достичь поставленной цели. Выполнен так же анализ современных пакетов прикладных программ компьютерного моделирования. Выбранной платформой моделирования объекта исследования взят ПВК RastrWin3. В следующем этапе диссертационного исследования будет произведен анализ схемно-режимной ситуации объекта исследования.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 кВ ШКОТОВСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Характеристика схемно-режимной ситуации необходима для получения сведений о структурных свойствах объекта исследования как системы в целом и отдельных её подсистем. Анализ позволяет дать характеристику элементам схемы по степени важности, сделать заключение о взаимосвязи компонентов сети, определить подчинение системных компонентов.

В соответствии с выбранным объектом исследования эквивалент анализируемой электрической сети ограничен участками:

- ПС Песчаная – ПС Топаз – ПС Береговая 2;
- ПС Береговая 2 – ПС Новый мир – ПС Подьяпольск – ПС 178-Ф – ПС Прибой – ПС Промысловка – ПС Береговая1 – ПС Береговая 2;
- ПС Береговая 2 – ПС Береговая 1 – ПС Садовая – ПС Смоляниново-тяга – АТЭЦ – ПС Береговая 2;
- ПС Промысловка – ПС С-55 – ПС Волчанец – ПС Находка – ПС Широкая – ПС Перевал – ПС Звезда – ПС Береговая 2;
- ПС Находка – ПС Находка тяговая – ПаГРЭС.

Граф электрической сети приведён на рисунке 1.

Исследуемая схема включает в себя следующие источники питания: Партизанская ГРЭС, Артемовская ТЭЦ. Подстанции электрической системы выполнены на номинальные напряжения 220, 110, 35, 10, 6 кВ.

2.1 Характеристика источников питания

Источниками питания рассматриваемой схемы являются Артемовская ТЭЦ и Партизанская ГРЭС.

Артемовская ТЭЦ расположена в г. Артём Приморского края, входит в состав филиала «Приморская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания». Установленная электрическая мощность станции 400 МВт, тепловая мощность 300 Гкал/час.

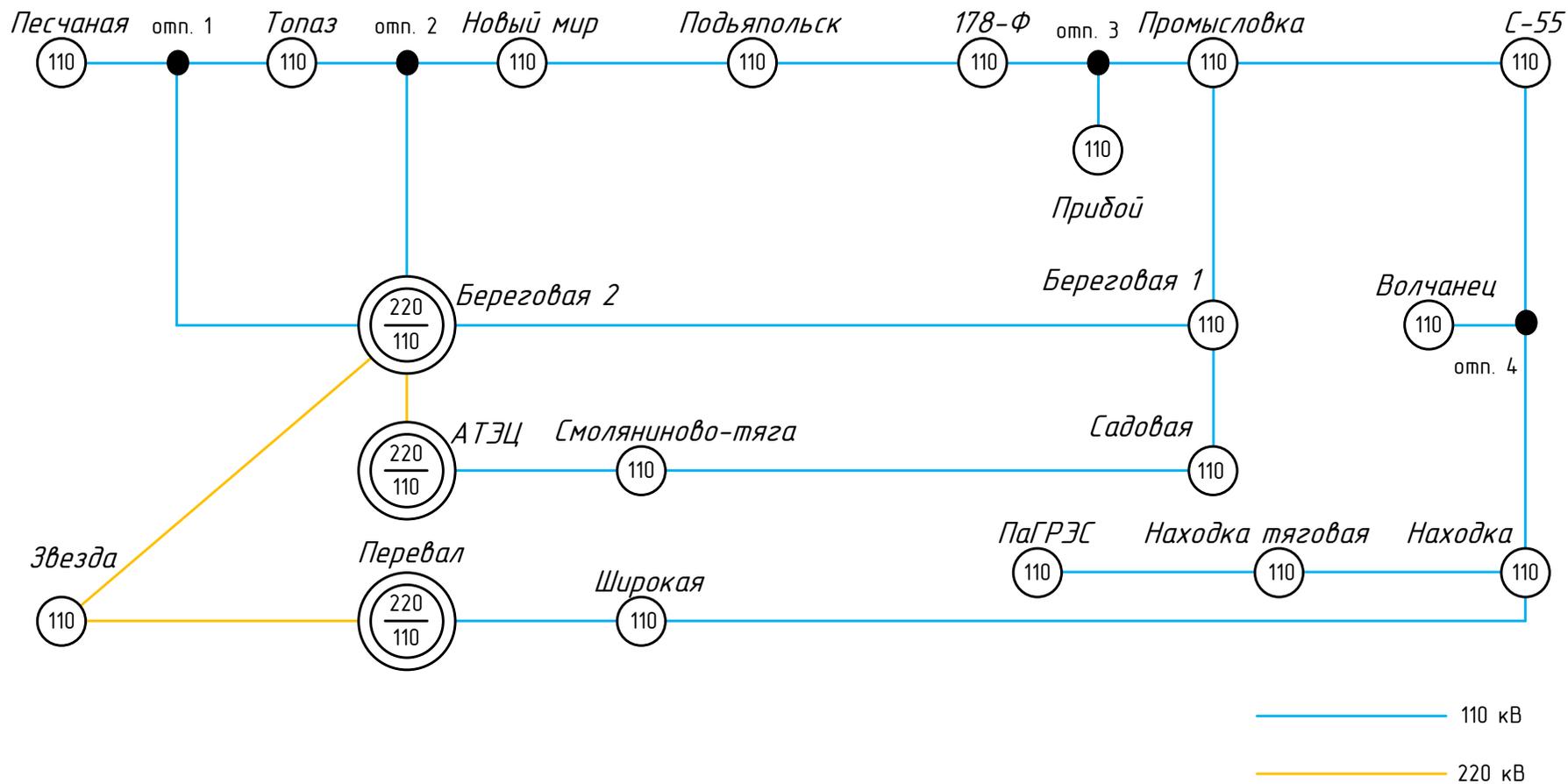


Рисунок 1 - Граф эквивалента электрической сети

Электрическую мощность вырабатывают 4 турбоагрегата марки 2*КТ-115-8,8-2 и 2*К-100-90-6. Пар для турбин вырабатывают 8 котлоагрегатов марки 8*БКЗ-220-100ф. РУ АТЭЦ имеет классы номинального напряжения 220, 110 и 35 кВ. РУ 110 кВ выполнено по типовой схеме 13 – Две рабочие системы шин, схема РУ представлена на рисунке 2.

Выдача мощности через ОРУ 110 кВ осуществляется по следующим линиям электропередачи: АТЭЦ – ПС Уссурийск-1, АТЭЦ – ПС Смоляниновотяга, АТЭЦ – ПС Муравейка, АТЭЦ – ПС Шахта-7, АТЭЦ – ПС Промузел, АТЭЦ – ПС Западная – ПС Кролевцы – ПС Штыково (2 цепи).

Партизанская ГРЭС расположена в городе Партизанске Приморского края, входит в состав филиала «Приморская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания». Установленная электрическая мощность станции 200 МВт, тепловая мощность 160 Гкал/час. Электрическую мощность вырабатывают 2 турбоагрегата марки 1*Е-80/97-80 и 1*К-82/100-90. Пар для турбин вырабатывают 5 котлоагрегатов марки 5*ТП-170-1. РУ ПГРЭС имеет классы номинального напряжения 220, 110 и 35 кВ. РУ 110 кВ выполнено по типовой схеме 13 – Две рабочие системы шин, схема РУ представлена на рисунке 3.

Выдача мощности через ОРУ 110 кВ осуществляется по следующим линиям электропередачи: ПГРЭС – ПС ХФЗ (2 цепи), ПГРЭС – ПС Екатеринбург, ПГРЭС – Находка-тяга, ПГРЭС – ПС Южная.

2.2 Структурный анализ сети

Структурный анализ позволяет охарактеризовать упорядоченность компонентов системы по степени важности, определить подчинение компонентов сети, сделать вывод о структурной связности элементов.

Декомпозиция электрической сети показала, что участки сети имеют следующие типы присоединения:

– Участок 1: ПС Песчаная – ПС Топаз – ПС Береговая 2 – магистраль с односторонним питанием;

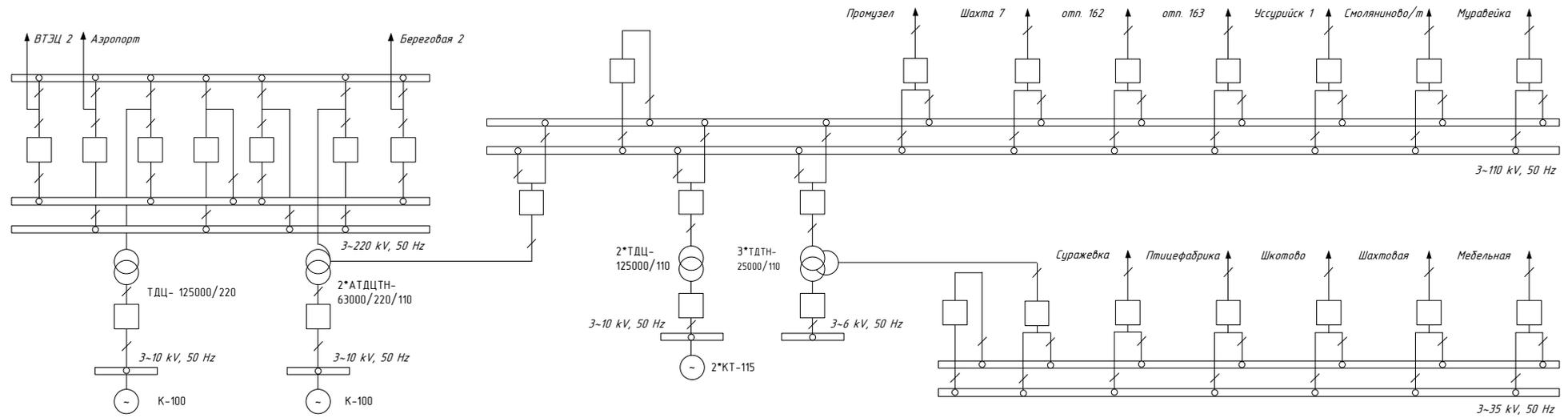


Рисунок 2 - РУ 110 кВ АТЭЦ

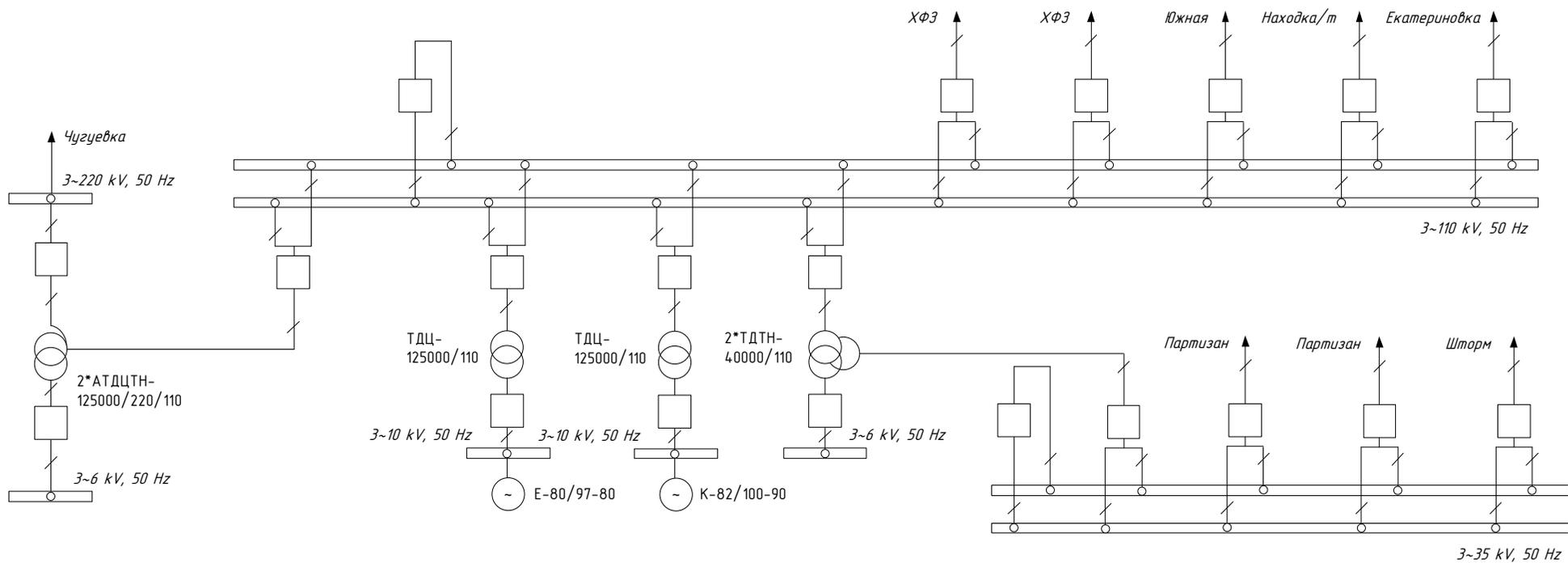


Рисунок 3 - РУ 110 кВ ПГРЭС

– Участок 2: ПС Береговая 2 – ПС Новый мир – ПС Подьяпольск – ПС 178-Ф – ПС Прибой – ПС Промысловка – ПС Береговая1 – ПС Береговая 2 - кольцо;

– Участок 3: ПС Береговая 2 – ПС Береговая 1 – ПС Садовая – ПС Смоляниново-тяга – АТЭЦ – ПС Берговая 2 - кольцо;

– Участок 4: ПС Промысловка – ПС С-55 – ПС Волчанец – ПС Находка – ПС Широкая – ПС Перевал – ПС Звезда – ПС Береговая 2 – магистраль с двухсторонним питанием;

– Участок 5: ПС Находка – ПС Находка тяговая – ПаГРЭС – магистраль с двухсторонним питанием.

Структурные участки изображены соответственно на рисунках 4–8.

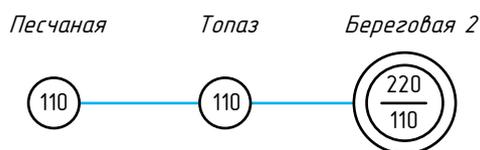


Рисунок 4 - Участок 1

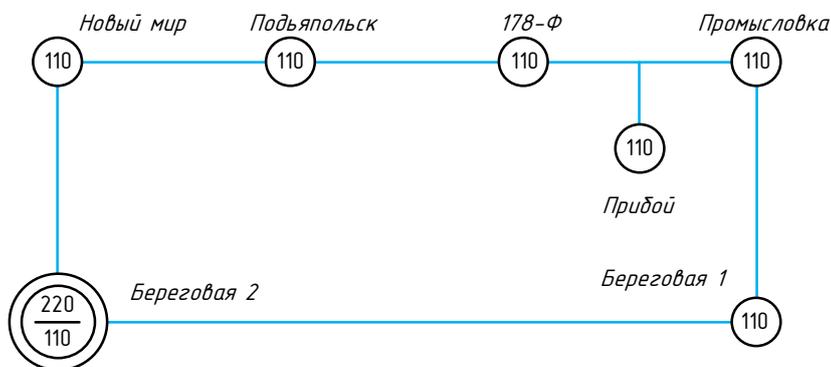


Рисунок 5 - Участок 2

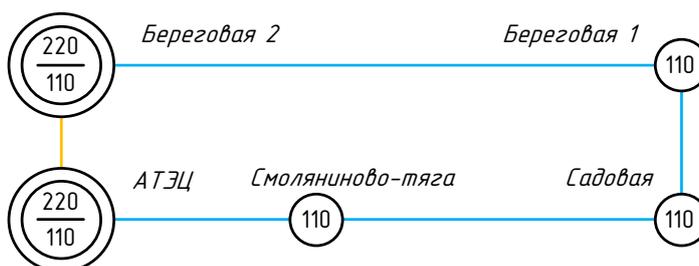


Рисунок 6 - Участок 3



Рисунок 7 - Участок 4



Рисунок 8 - Участок 5

Подстанции, связывающие исследуемую схему с другими энергосистемами: ПаГРЭС, АТЭЦ, Звезда, Перевал, Находка.

Способы присоединения подстанций к электрической сети приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Способ присоединения подстанций к электросети

Отпаечный	Узловой	Тупиковый	Проложной
Прибой, Волчанец	Береговая 1, Береговая 2, Промысловка, АТЭЦ, Находка	Песчаная, ПаГРЭС	Топаз, Новый мир, Подьяпольск, 178-Ф, С-55, Находка тяговая, Широкая, Перевал, Звезда, Смоляниново-тяга, Садовая

Характеристика способов присоединения ПС к сети:

– Отпаечный - подстанция получает питание по ЛЭП 110 или 220 кВ по глухим ответвлениям (отпайкам);

– 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 Береговая 1, ПС Береговая 2, ПС Промысловка, ПС Находка.

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 Береговая 2 - 5 узлов связи, ПС Береговая 1 - 3 связи, ПС Находка - 3 связи, ПС Промысловка – 3 связи. Остальные узлы имеют две и менее связей.

Контурами в схеме являются участки ПС Береговая 2 – ПС Новый мир – ПС Подьяпольск – ПС 178-Ф – ПС Прибой – ПС Промысловка – ПС Береговая 1 – ПС Береговая 2; ПС Береговая 2 – ПС Береговая 1 – ПС Садовая – ПС Смоляниново-тяга – АТЭЦ – ПС Береговая 2.

В исследуемом районе располагаются 20 подстанций, по типу присоединения к сети преимущественно проходные, реже узловые, тупиковые или отпаечные. Рассматриваемые подстанции являются двухтрансформаторными.

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

Таблица 2 – Информация о ПС

Название ПС	Схема РУ, ВН	Номинальное напряжение ВН, кВ	Тип силовых трансформаторов
Прибой	5АН	110	ТДН-16000/110
			ТДН-16000/110
Волчанец	3Н	110	ТДТН-16000/110
			ТДТН-16000/110

Продолжение таблицы 2

Название ПС	Схема РУ, ВН	Номинальное напряжение ВН, кВ	Тип силовых трансформаторов
Береговая 1	5АН	110	ТДТН-25000/110
			ТДТН-25000/110
Береговая 2	7	220	АТДЦТН-63000/220
			АТДЦТН-63000/220
Промысловка	5АН	110	ТДТН-16000/110
			ТДТН-16000/110
АТЭЦ	13	220	АТДЦТН-200000/220
			АТДЦТН-200000/220
Находка	13	110	ТДТН-40000/110
			ТДТН-40000/110
Песчаная	3Н	110	ТМН-6300/110
			ТДН-10000/110
ПаГРЭС	13	220	АТДЦТН-125000/220
			АТДЦТН-125000/220
Топаз	5АН	110	ТДН-10000/110
			ТДН-16000/110
Новый мир	5АН	110	ТМН-6300/110
			ТМН-6300/110
Подьяпольск	5АН	110	ТМН-6300/110
			ТМН-6300/110
178-Ф	3Н	110	ТМН-6300/110
			ТМН-6300/110
С-55	5АН	110	ТДТН-10000/110
			ТДТН-10000/110
Находка тяговая	3Н	110	ТДТН-40000/110
			ТДТН-40000/110
Широкая	17	220	АТДЦТН-125000/220
			АТДЦТН-125000/220
Перевал	7	220	АТДЦТН-125000/220
			АТДЦТН-125000/220
Звезда	13Н	220	ТРДЦН-63000/220
			ТРДЦН-63000/220

Продолжение таблицы 2

Название ПС	Схема РУ, ВН	Номинальное напряжение ВН, кВ	Тип силовых трансформаторов
Смоляниново-тяга	5АН	110	ТД-40000/110
Садовая	5АН	110	ТДТН-40000/110
			ТДТН-40000/110

Примечания:

1. 3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем;
2. 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
3. 7 – Четырехугольник;
4. 13 – Две рабочие системы шин;
5. 13Н – Две рабочие и обходная системы шин;
6. 17 – Полуплоская схема.

В таблицу 3 сведена информация по силовым трансформаторам, установленных на подстанциях эквивалента, приведены параметры их схем замещения, тип, номинальные напряжения.

Таблица 3 – Параметры силовых трансформаторов

ПС	Марка	Тип	U, кВ	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм
Прибой	ТДН-16000/110	2х-обм	110	4,38	86,7	7.025	9.256
Волчанец	ТДТН-16000/110	3х-обм	110	4,38	86,7	7.025	9.256
Береговая 1	ТДТН-25000/110	3х-обм	110	1.5	56.9	2.562	41.653
			35	1.5	0	-	-
			10	1.5	0	-	-
Береговая 2	ТРДЦН-63000/220	АТ	220	1.4	104	1.033	6.508
			110	1.4	0	-	-
			10	2.8	195.6	-	-
Промысловка	ТДТН-16000/110	3х-обм	110	2.6	88.9	1.901	13.223
			35	2.6	0	-	-
			6	2.6	52	-	-
АТЭЦ	АТДЦТН-200000/220	АТ	220	0,3	30,4	2,583	20,661
			110	0,3	0	-	-
			10	0,6	54,2	-	-

Продолжение таблицы 3

ПС	Марка	Тип	U, кВ	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм
Находка	ТДТН-40000/110	3х-обм	110	0,8	35.5	3.554	19.835
			35	0,8	0	-	-
			6	0,8	22.3	-	-
Песчаная	ТМН-6300/110	2х-обм	110	1.4	14.6	0.76	19.835
Песчаная	ТДН-10000/110	2х-обм	110	7.95	139	1.157	4.686
ПаГРЭС	АТДЦТН-125000/220	АТ	220	0.55	59.2	0.289	12.913
			110	0.48	0	-	-
			10	3.2	131	-	-
Топаз	ТДН-10000/110	2х-обм	110	7.95	139	1.157	4.686
Топаз	ТДН-16000/110	2х-обм	110	4,38	86,7	7.025	9.256
Новый мир	ТМН-6300/110	2х-обм	110	1.4	14.6	0.76	19.835
Подьяпольск	ТМН-6300/110	2х-обм	110	1.4	14.6	0.76	19.835
178-Ф	ТМН-6300/110	2х-обм	110	1.4	14.6	0.76	19.835
С-55	ТДТН-10000/110	3х-обм	110	5	142.2	1.405	9.091
			35	5	0	-	-
			6	5	82.7	-	-
Находка тяговая	ТДТН-40000/110	3х-обм	110	0,8	35.5	3.554	19.835
			35	0,8	0	-	-
			6	0,8	22.3	-	-
Широкая	АТДЦТН-125000/220	АТ	220	0.55	59.2	0.289	12.913
			110	0.48	0	-	-
			10	3.2	131	-	-
Перевал	АТДЦТН-125000/220	АТ	220	0.55	59.2	0.289	12.913
			110	0.48	0	-	-
			10	3.2	131	-	-
Звезда	ТРДЦН-63000/220	2х-обм-расщ	220	100.7	504	1.694	10.413
Смоляниново-тяги	ТДТН-40000/110	3х-обм	110	0,8	35.5	3.554	19.835
			35	0,8	0	-	-
			6	0,8	22.3	-	-
Садовая	ТДТН-40000/110	3х-обм	110	0,8	35.5	3.554	19.835
			35	0,8	0	-	-
			6	0,8	22.3	-	-

Линии электропередачи преимущественно выполнены одноцепными, маркой АС-70/11, АС-95/16, АС-120/19 и АС-300/39, исполнены на металлических опорах. Погонные сопротивления проводов соответственно $r_0 = 0.428$, $x_0 = 0.444$, $r_0 = 0.306$, $x_0 = 0.434$, $r_0 = 0.249$, $x_0 = 0.427$ и $r_0 = 0.098$, $x_0 = 0.429$ Ом/км, погонные реактивные проводимости 2.55, 2.61, 2.66 и 2.64 мкСм/км. Параметры участков определены по формулам (3) и (4):

$$Z = Z_0 \cdot L; \quad (3)$$

$$b = b_0 \cdot L \cdot 0.5, \quad (4)$$

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 315.318 км, участок с максимальной длиной – ПС Широкая – ПС Перевал, 40.24 км, участок с минимальной длиной - отп. 1 – ПС Топаз, 0.03 км.

Исследуемая схема сети содержит 27 линейных выключателей.

Протяженность участков ЛЭП и их характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика ЛЭП

Участок	Длина, км	Марка и сечение провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Песчаная - отп. 1	22	АС-70/11	9,416	9,768	-56,100
отп. 1 - Береговая 2	2	АС-70/11	0,856	0,888	-5,100
отп. 1 - Топаз	0,03	АС-95/16	0,00918	0,01302	-0,078
Топаз - отп. 2	0,03	АС-95/16	0,00918	0,01302	-0,078
отп. 2 - Новый мир	13,4	АС-95/16	4,1004	5,8156	-34,974
Новый мир - Подьяпольск	13,4	АС-95/16	4,1004	5,8156	-34,974

Продолжение таблицы 4

Участок	Длина, км	Марка и сечение провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
отп. 2 - Береговая 2	2	АС-95/16	0,612	0,868	-5,220
Подьяпольск - 178-Ф	13,883	АС-120/19	3,456867	5,928041	-36,929
178-Ф - отп. 3	6,3	АС-120/19	1,5687	2,6901	-16,758
отп. 3 - Промысловка	8,11	АС-120/19	2,01939	3,46297	-21,573
Промысловка - С-55	17,75	АС-120/19	4,41975	7,57925	-47,215
отп. 3 - Прибой	0,07	АС-120/19	0,01743	0,02989	-0,186
Береговая 1 - Береговая 2	0,923	АС-120/19	0,229827	0,394121	-2,455
Промысловка - Береговая 1	20,105	АС-120/19	5,006145	8,584835	-53,479
С-55 - отп. 4	7,86	АС-120/19	1,95714	3,35622	-20,908
отп. 4 - Волчанец	1,805	АС-120/19	0,449445	0,770735	-4,801
отп. 4 - Находка	11	АС-120/19	2,739	4,697	-29,260
Находка - Находка тяговая	13,25	АС-120/19	3,29925	5,65775	-35,245
Находка тяговая - Па-ГРЭС	36	АС-120/19	8,964	15,372	-95,760
Находка - Широкая	7,5	АС-120/19	1,8675	3,2025	-19,950
АТЭЦ - Смоляниново-тяга	22,99	АС-120/19	5,72451	9,81673	-61,153
Садовая - Беговая 1	1,722	АС-120/19	0,428778	0,735294	-4,581
Смоляниново-тяга - Садовая	2,88	АС-120/20	0,71712	1,22976	-7,661
Широкая - Перевал	40,24	АС-300/39	3,94352	17,26296	-106,234
Перевал - Звезда	4,18	АС-300/39	0,40964	1,79322	-11,035
Звезда - Беговая 2	0,59	АС-300/39	0,05782	0,25311	-1,558
Беговая 2 - АТЭЦ	45,3	АС-300/39	4,4394	19,4337	-119,592

2.1 Расчет и анализ установившихся режимов

Установившимся режимом работы электрической сети является режим, параметры которого неизменны в течение некоторой окрестности временного промежутка.

Параметры режима неизменны, поэтому расчет установившихся режимов целесообразно проводить для оценки состояния электрической сети. В представленной диссертации к расчету приняты режимы: режим с электриче-

скими нагрузками 2021 года в летний и зимний период нормальной и послеаварийной работы этих схем, аналогичные режимы работы сети с электрическими нагрузками прогнозного 2026 год.

Анализ режимной ситуации проводят по полученным значениям параметров, в которых акцент делают на значения показателей качества поставляемой электроэнергии: действующих значений узловых напряжений, токов в ветвях схемы, токовой загрузке элементов, определяется структура технологических потерь схемы.

Для исследования режимной ситуации смоделирован эквивалент выбранной электрической сети – Шкотовский район Приморского края. Модель составлена по известной схеме электрической сети, параметры взяты в ходе прохождения преддипломной практики.

Базисно-балансирующим узлов эквивалента приняты шины электрической станции с наибольшей установленной мощностью – шины 10 кВ АТЭС. Второй источник питания, ПаГРЭС, учтена в модели генератором, заданного моделью *PV*. Учет электрических объектов, не вошедших в эквивалент, проведен изменением нагрузки в узлах схемы смежных участков.

При моделировании узлов эквивалента каждому узлу присвоены порядковые номера согласно схеме, заданы электрические нагрузки, номинальные напряжения, проводимости КУ в существующей схеме. Линии электропередачи заданы номерами начала и конца, их продольными сопротивлениями и поперечными проводимостями. Силовые трансформаторы заданы номерами узлов высокого, среднего и низкого напряжения, заданы коэффициенты трансформации.

Все параметры схемы замещения узлов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры схем замещения узлов эквивалента

№ узла	Название	$P_{нагр},$ <i>МВт</i>	$Q_{нагр},$ <i>Мвар</i>	$P_{ген},$ <i>МВт</i>	$Q_{ген},$ <i>Мвар</i>
1	Песчаная	1,8	0,7		
2	отп. 1				
3	Топаз	2,8	1,1		

Продолжение таблицы 5

№ узла	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар
4	отп. 2				
5	Новый мир	1,8	0,7		
6	Подьяпольск	1,8	0,7		
7	178-Ф	1,8	0,7		
8	отп. 3				
9	Промысловка	4,4	1,8		
10	С-55	2,8	1,1		
11	Прибой	4,5	1,8		
12	Береговая 2	14,5	6,4		
13	Береговая 1	7	2,8		
14	отп. 4				
15	Волчанец	4,4	1,8		
16	АТЭЦ				
17	Смоляниново-тяга	5,2	2,4		
18	Садовая	11,1	4,4		
19	Находка	11,2	4,5		
20	Находка тяговая	11,1	4,4		
21	ПаГРЭС	150	20	200	50,1
22	Широкая	34,8	13,8		
23	Перевал	18,2	7,4		
24	Звезда	15,6	6,4		
25	АТЭЦ ней. 1				
26	АТЭЦ ней. 2				
27	АТЭЦ СН				
28	АТЭЦ НН			111,3	45,1
29	Береговая 2 ней. 1				
30	Береговая 2 ней. 2				
31	Береговая 2 СН				
32	Береговая 2 НН				
33	Перевал ней. 1				
34	Перевал ней. 2				
35	Перевал СН				
36	Перевал НН				

Электрические нагрузки прогнозного года определены методом сложных процентов. Для проведения этого метода проведен анализ относительного изменения электрических нагрузок в течение 2018-2021 годов, определена динамика изменения этих величин, рассчитан относительный прирост нагрузки.

Динамика изменения относительного прироста электрических нагрузок определена методом сложных процентов по формуле (5):

$$P^n = P^0 \cdot (1 + \varepsilon)^n, \quad Q^n = Q^0 \cdot (1 + \varepsilon)^n, \quad (5)$$

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.

Базовым годом принят год с известными значениями электрических нагрузок, которые определены по контрольным замерам - 2021 год.

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

Таблица 6 – Коэффициенты прироста нагрузки по годам эксплуатации

Год нагрузок	2021	2022	2023	2024	2025	2026
$(1 + \varepsilon)^n$	1.035	1.071	1.108	1.147	1.187	1.229

Параметры линий электропередачи приведены в таблице 7.

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

Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ЛЭП	1	2	Песчаная - отп. 1	9,42	9,77	-56,1
ЛЭП	2	31	отп. 1 - Береговая 2 СН	0,86	0,89	-5,1
ЛЭП	2	3	отп. 1 - Топаз	0,01	0,01	-0,1
ЛЭП	3	4	Топаз - отп. 2	0,01	0,01	-0,1
ЛЭП	4	5	отп. 2 - Новый мир	4,1	5,82	-35
ЛЭП	5	6	Новый мир - Подьяпольск	4,1	5,82	-35
ЛЭП	4	31	отп. 2 - Береговая 2 СН	0,61	0,87	-5,2
ЛЭП	6	7	Подьяпольск - 178-Ф	3,46	5,93	-36,9

Продолжение таблицы 7

Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ЛЭП	7	8	178-Ф - отп. 3	1,57	2,69	-16,8
ЛЭП	8	9	отп. 3 - Промысловка	2,02	3,46	-21,6
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,42	7,58	-47,2
ЛЭП	8	11	отп. 3 - Прибой	0,02	0,03	-0,2
ЛЭП	13	31	Береговая 1 - Береговая 2 СН	0,23	0,39	-2,5
ЛЭП	9	13	Промысловка - Береговая 1	5,01	8,58	-53,5
ЛЭП	10	14	С-55 - отп. 4	1,96	3,36	-20,9
ЛЭП	14	15	отп. 4 - Волчанец	0,45	0,77	-4,8
ЛЭП	14	19	отп. 4 - Находка	2,74	4,7	-29,3
ЛЭП	19	20	Находка - Находка тяговая	3,3	5,66	-35,2
ЛЭП	20	21	Находка тяговая - ПаГРЭС	8,96	15,37	-95,8
ЛЭП	19	22	Находка - Широкая	1,87	3,2	-20
ЛЭП	27	17	АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	5,72	9,82	-61,2
ЛЭП	18	13	Садовая - Береговая 1	0,43	0,74	-4,6
ЛЭП	17	18	Смоляниново-тяга - Садовая	0,72	1,23	-7,7
ЛЭП	22	35	Широкая - Перевал СН	3,94	17,26	-106,2
ЛЭП	23	24	Перевал - Звезда	0,41	1,79	-11
ЛЭП	24	12	Звезда - Береговая 2	0,06	0,25	-1,6
ЛЭП	31	27	Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	4,44	19,43	-119,6
Тр-р	12	29	Береговая 2 - Береговая 2 ней. 1	1,4	104	
Тр-р	12	30	Береговая 2 - Береговая 2 ней. 2	1,4	104	
Тр-р	29	31	Береговая 2 ней. 1 - Береговая 2 СН	1,4		
Тр-р	29	32	Береговая 2 ней. 1 - Береговая 2 НН	1,4	195,6	
Тр-р	30	31	Береговая 2 ней. 2 - Береговая 2 СН	2,8		
Тр-р	30	32	Береговая 2 ней. 2 - Береговая 2 НН	2,8	195,6	
Тр-р	16	25	АТЭЦ - АТЭЦ ней. 1	0,3	30,4	
Тр-р	16	26	АТЭЦ - АТЭЦ ней. 2	0,3	30,4	
Тр-р	25	27	АТЭЦ ней. 1 - АТЭЦ СН	0,3		
Тр-р	25	28	АТЭЦ ней. 1 - АТЭЦ НН	0,3	54,2	
Тр-р	26	27	АТЭЦ ней. 2 - АТЭЦ СН	0,3		
Тр-р	26	28	АТЭЦ ней. 2 - АТЭЦ НН	0,3	54,2	
Тр-р	23	33	Перевал - Перевал ней. 1	0,55	59,2	
Тр-р	23	34	Перевал - Перевал ней. 2	0,55	59,2	
Тр-р	33	35	Перевал ней. 1 - Перевал СН	0,48		
Тр-р	33	36	Перевал ней. 1 - Перевал НН	0,48	131	
Тр-р	34	35	Перевал ней. 2 - Перевал СН	3,2		
Тр-р	34	36	Перевал ней. 2 - Перевал НН	3,2	131	

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

В таблицу 8 сведены параметры узлов модели эквивалента.

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	Песчаная	1,8	0,7			-8,4	2,55	112,81	-6,45
2	отп. 1						2,71	112,99	-6,39
3	Топаз	2,8	1,1			-9,3	2,71	112,99	-6,39
4	отп. 2						2,71	112,99	-6,39
5	Новый мир	1,8	0,7				2,34	112,58	-6,67
6	Подьяпольск	1,8	0,7				2,04	112,24	-6,91
7	178-Ф	1,8	0,7				1,85	112,03	-7,11
8	отп. 3						1,79	111,97	-7,19
9	Промысловка	4,4	1,8				1,84	112,02	-7,22
10	С-55	2,8	1,1				1,32	111,46	-7,98
11	Прибой	4,5	1,8				1,79	111,97	-7,19
12	Береговая 2	14,5	6,4			-15,7	-4,81	209,41	-9,35
13	Береговая 1	7	2,8			-3,6	2,81	113,09	-6,32
14	отп. 4						1,16	111,28	-8,28
15	Волчанец	4,4	1,8				1,14	111,25	-8,3
16	АТЭЦ						2,27	225	-3,34
17	Смоляниново-тяга	5,2	2,4				3,46	113,81	-5,86
18	Садовая	11,1	4,4			-4,6	3,01	113,31	-6,17
19	Находка	11,2	4,5			-7,2	1,1	111,21	-8,63
20	Находка тяговая	11,1	4,4			-1,3	3,14	113,45	-8,04
21	ПаГРЭС	150	20	200	50,1		10	121	-5,98
22	Широкая	34,8	13,8				0,18	110,2	-9,08
23	Перевал	18,2	7,4				-4,87	209,3	-9,39
24	Звезда	15,6	6,4				-4,82	209,39	-9,35
25	АТЭЦ ней. 1						2,27	225	-3,34
26	АТЭЦ ней. 2						2,27	225	-3,34
27	АТЭЦ СН						7,57	118,33	-3,33
28	АТЭЦ НН			111,3	45,1		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-2,4	214,72	-6,34
30	Береговая 2 ней. 2						-2,47	214,57	-6,32
31	Береговая 2 СН						2,76	113,04	-6,36
32	Береговая 2 НН						2,66	10,27	-6,33
33	Перевал ней. 1						-4,83	209,37	-9,29
34	Перевал ней. 2						-4,84	209,35	-9,29

Продолжение таблицы 8

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
35	Перевал СН						0,13	110,15	-9,29
36	Перевал НН						0,13	10,01	-9,29

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -4,87 % на ПС Перевал. 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	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	10	3,7	3	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	36	13,8	11	0
отп. 1 - Топаз	28	8,3	-8	0
Топаз - отп. 2	14	4,4	-4	1
отп. 2 - Новый мир	56	16,9	-17	-1
Новый мир - Подьяпольск	47	14,2	-15	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	43	13	13	2
Подьяпольск - 178-Ф	38	9,7	-12	1
178-Ф - отп. 3	29	7,5	-9	1
отп. 3 - Промысловка	14	3,5	-2	4
Промысловка - С-55	104	26,8	-32	6
отп. 3 - Прибой	25	6,4	-7	-3
Береговая 1 - Береговая 2 СН	104	26,7	-30	16
Промысловка - Береговая 1	120	30,8	37	0
С-55 - отп. 4	91	23,3	-28	8
отп. 4 - Волчанец	25	6,4	-7	-3
отп. 4 - Находка	72	18,4	-21	10
Находка - Находка тяговая	223	57,2	49	21
Находка тяговая - ПаГРЭС	282	72,3	66	29
Находка - Широкая	207	53,1	-53	-4
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	347	89,1	-109	-7
Садовая - Береговая 1	260	66,8	-79	11
Смоляниново-тяга - Садовая	319	81,9	-96	4
Широкая - Перевал СН	14	2	0	17
Перевал - Звезда	47	6,7	28	28

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Звезда - Береговая 2	93	13,1	51	37
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	236	33,2	67	19

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 89.1 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ СН – Смоляниново-тяга. Электрическая сеть имеет низкую токовую загруженность участков. Расчётный ток ниже экономических токовых интервалах, что характеризует неэкономичность выбора марок проводов. Обратных перетоков реактивной мощности не наблюдается. Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	6,69	6,69	6,51	0,18

Потери активной мощности в схеме составляют 6,69 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 2.19%, что характеризует схему как высокоэффективную. Структурное представление баланса реактивной мощности в схеме приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	23,42	11,09	1,12

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. Результаты занесены в таблицу 12

Таблица 12 – Сравнение параметров узлов сети и эквивалента

Номер	Название	$\Delta U, \%$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Песчаная	0,28	0,17
2	отп. 1	0,41	0,39

Номер	Название	$\Delta U, \%$	$\delta, ^\circ$
3	Топаз	0,40	0,41
4	отп. 2	0,40	0,73
5	Новый мир	0,40	0,00
6	Подьяпольск	0,40	0,39
7	178-Ф	0,41	0,47
8	отп. 3	0,40	0,00
9	Промысловка	0,40	0,51
10	С-55	0,40	0,34
11	Прибой	0,40	0,41
12	Береговая 2	0,39	0,51
13	Береговая 1	0,40	0,38
14	отп. 4	0,40	0,43
15	Волчанец	0,41	0,41
16	АТЭЦ	0	0
17	Смоляниново-тяга	0,41	0,39
18	Садовая	0,40	0,41
19	Находка	0,40	0,73
20	Находка тяговая	0,40	0,00
21	ПаГРЭС	0	0,28
22	Широкая	0,41	0,47
23	Перевал	0,40	0,00
24	Звезда	0,40	0,51
25	АТЭЦ ней. 1	0,40	0,34
26	АТЭЦ ней. 2	0,40	0,41
27	АТЭЦ СН	0,39	0,51
28	АТЭЦ НН	0,40	0,38
29	Береговая 2 ней. 1	0,40	0,43
30	Береговая 2 ней. 2	0,41	0,41
31	Береговая 2 СН	0,41	0,47
32	Береговая 2 НН	0,40	0,00
33	Перевал ней. 1	0,40	0,51
34	Перевал ней. 2	0,40	0,41
35	Перевал СН	0,39	0,51
36	Перевал НН	0,40	0,38

Сравнительный анализ позволяет охарактеризовать расчётный эквивалент достоверным для электрической сети. Результаты анализа представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение параметров ветвей сети и эквивалента

Наименование	Электрическая сеть	
	$\Delta P_{нач}, \%$	$\Delta Q_{нач}, \%$
Песчаная - отп. 1	0,38	0,19
отп. 1 - Береговая 2 СН	0,40	0,33
отп. 1 - Топаз	0,40	0,39
Топаз - отп. 2	0,39	0,39
отп. 2 - Новый мир	0,42	0,43
Новый мир - Подьяпольск	0,41	0,42
отп. 2 - Береговая 2 СН	0,40	0,40
Подьяпольск - 178-Ф	0,40	0,50
178-Ф - отп. 3	0,50	0,00
отп. 3 - Промысловка	0,40	0,39
Промысловка - С-55	0,40	0,33
отп. 3 - Прибой	0,40	0,39
Береговая 1 - Береговая 2 СН	0,39	0,39
Промысловка - Береговая 1	0,42	0,43
С-55 - отп. 4	0,41	0,42
отп. 4 - Волчанец	0,40	0,40
отп. 4 - Находка	0,40	0,50
Находка - Находка тяговая	0,50	0,00
Находка тяговая - ПаГРЭС	0,00	0,50
Находка - Широкая	0,40	0,40
АТЭС СН - Смоляниново-тяга	0,39	0,40
Садовая - Береговая 1	0,40	0,39
Смоляниново-тяга - Садовая	0,41	0,50
Широкая - Перевал СН	0,39	0,45
Перевал - Звезда	0,43	0,39
Звезда - Береговая 2	0,38	0,50
Береговая 2 СН - АТЭС СН	0,00	0,50

Для анализа схемы утяжелённого режима были увеличены нагрузки на ПС Садовая, НПС Находка, ПС Звезда с контролем по напряжению в узлах и токовой загрузке по ветвям. Параметры схемы замещения узлов утяжелённого режима представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры схемы замещения узлов утяжелённого режима

Но- мер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	1,8	0,7			-8,4	-1,81	108,01	-11,2
2	отп. 1						-1,65	108,19	-11,13
3	Топаз	2,8	1,1			-9,3	-1,65	108,19	-11,13
4	отп. 2						-1,65	108,19	-11,13
5	Новый мир	1,8	0,7				-2,09	107,7	-11,63
6	Подьяпольск	1,8	0,7				-2,45	107,3	-12,08
7	178-Ф	1,8	0,7				-2,66	107,07	-12,49
8	отп. 3						-2,72	107	-12,66
9	Промысловка	4,4	1,8				-2,68	107,05	-12,82
10	С-55	2,8	1,1				-3,26	106,41	-14,61
11	Прибой	4,5	1,8				-2,72	107	-12,66
12	Береговая 2	14,5	6,4			-15,7	-9,91	198,2	-16,28
13	Береговая 1	7	2,8			-3,6	-1,54	108,3	-11,03
14	отп. 4						-3,42	106,23	-15,37
15	Волчанец	4,4	1,8				-3,45	106,2	-15,38
16	АТЭЦ						0,8	221,76	-5,65
17	Смоляниново- тяга	5,2	2,4				-0,58	109,36	-10,19
18	Садовая	32,9	13,1			-4,6	-1,31	108,56	-10,77
19	Находка	32,9	13,2			-7,2	-3,46	106,19	-16,35
20	Находка тяговая	11,1	4,4			-1,3	-0,19	109,79	-16,16
21	ПаГРЭС	150	20	200	78,4		10	121	-15,11
22	Широкая	34,8	13,8				-4,46	105,1	-16,73
23	Перевал	18,2	7,4				-9,96	198,09	-16,35
24	Звезда	37,4	15,3				-9,93	198,16	-16,29
25	АТЭЦ ней. 1						0,8	221,76	-5,65
26	АТЭЦ ней. 2						0,8	221,76	-5,65
27	АТЭЦ СН						6	116,6	-5,64
28	АТЭЦ НН			185,7	78,1		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-6,58	205,52	-11,05
30	Береговая 2 ней. 2						-6,7	205,27	-11,03
31	Береговая 2 СН						-1,59	108,25	-11,08
32	Береговая 2 НН						-1,77	9,82	-11,04
33	Перевал ней. 1						-9,66	198,74	-16,45
34	Перевал ней. 2						-9,66	198,75	-16,44
35	Перевал СН						-4,95	104,55	-16,45
36	Перевал НН						-4,95	9,51	-16,44

Анализ параметров узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле АТЭЦ НН, максимальное снижение напряжения -9.96% в узле ПС Перевал. Отклонения всех узлов находятся в допустимых пределах.

Параметры ветвей утяжелённого режима представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры ветвей утяжелённого режима

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	10	3,7	3,6	1,2
отп. 1 - Береговая 2 СН	50	15,3	13,2	0
отп. 1 - Топаз	41	12,4	-9,6	0
Топаз - отп. 2	28	8,6	-4,8	1,2
отп. 2 - Новый мир	86	26	-20,4	-1,2
Новый мир - Подьяпольск	77	23,2	-18	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	60	15,3	15,6	2,4
Подьяпольск - 178-Ф	68	17,4	-14,4	1,2
178-Ф - отп. 3	59	15,2	-10,8	1,2
отп. 3 - Промысловка	42	10,8	-2,4	4,8
Промысловка - С-55	224	57,5	-38,4	7,2
отп. 3 - Прибой	26	6,6	-8,4	-3,6
Береговая 1 - Береговая 2 СН	136	34,8	-36	19,2
Промысловка - Береговая 1	207	53,3	44,4	0
С-55 - отп. 4	212	54,3	-33,6	9,6
отп. 4 - Волчанец	26	6,7	-8,4	-3,6
отп. 4 - Находка	194	49,7	-25,2	12
Находка - Находка тяговая	320	82	58,8	25,2
Находка тяговая - ПаГРЭС	372	95,4	79,2	34,8
Находка - Широкая	201	51,8	-63,6	-4,8
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	282	75,1	-	-8,4
Садовая - Береговая 1	379	97,1	-94,8	13,2
Смоляниново-тяга - Садовая	555	78,2	-	4,8
Широкая - Перевал СН	21	3,8	0	20,4
Перевал - Звезда	60	8,4	33,6	33,6
Звезда - Береговая 2	175	24,7	61,2	44,4
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	394	55,5	80,4	22,8

Токовая загрузка определена, как относительное отклонение расчётного тока ветви от длительно допустимого.

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 97.1 % на участке ПС Садовая – ПС Береговая 1. Большинство ЛЭП не соответствует экономическим токовым интервалам. Линии электропередачи характеризуются низкой пропускной способностью. Обратные перетоки в сети отсутствуют.

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

Таблица 16 – Структура потерь утяжелённого режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	16,35	16,35	15,86	0,49

Потери активной мощности в схеме послеаварийного режима составляют 16,35 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 5,36%.

Структурное представление баланса реактивной мощности в утяжелённом режиме представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	60,98	10,28	1,02

Относительные потери реактивной мощности составляют 4.76 %.

Для анализа схемы режима холостого хода были отключены управляемые шунтирующие реакторы в узлах схемы. Параметры данного режима приведены в таблице 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	Песчаная	1,8	0,7				2,55	112,81	-6,45
2	отп. 1						2,71	112,99	-6,39
3	Топаз	2,8	1,1				2,71	112,99	-6,39
4	отп. 2						2,71	112,99	-6,39
5	Новый мир	1,8	0,7				2,34	112,58	-6,67
6	Подьяпольск	1,8	0,7				2,04	112,24	-6,91

Продолжение таблицы 18

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
7	178-Ф	1,8	0,7				1,85	112,03	-7,11
8	отп. 3						1,79	111,97	-7,19
9	Промысловка	4,4	1,8				1,84	112,02	-7,22
10	С-55	2,8	1,1				1,32	111,46	-7,98
11	Прибой	4,5	1,8				1,79	111,97	-7,19
12	Береговая 2	14,5	6,4				-4,81	209,41	-9,35
13	Береговая 1	7	2,8				2,81	113,09	-6,32
14	отп. 4						1,16	111,28	-8,28
15	Волчанец	4,4	1,8				1,14	111,25	-8,3
16	АТЭЦ						2,27	225	-3,34
17	Смоляниново-тяга	5,2	2,4				3,46	113,81	-5,86
18	Садовая	11,1	4,4				3,01	113,31	-6,17
19	Находка	11,2	4,5				1,1	111,21	-8,63
20	Находка тяговая	11,1	4,4				3,14	113,45	-8,04
21	ПаГРЭС	150	20	200	50,1		10	121	-5,98
22	Широкая	34,8	13,8				0,18	110,2	-9,08
23	Перевал	18,2	7,4				-4,87	209,3	-9,39
24	Звезда	15,6	6,4				-4,82	209,39	-9,35
25	АТЭЦ ней. 1						2,27	225	-3,34
26	АТЭЦ ней. 2						2,27	225	-3,34
27	АТЭЦ СН						7,57	118,33	-3,33
28	АТЭЦ НН			111,3	45,1		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-2,4	214,72	-6,34
30	Береговая 2 ней. 2						-2,47	214,57	-6,32
31	Береговая 2 СН						2,76	113,04	-6,36
32	Береговая 2 НН						2,66	10,27	-6,33
33	Перевал ней. 1						-4,83	209,37	-9,29
34	Перевал ней. 2						-4,84	209,35	-9,29
35	Перевал СН						0,13	110,15	-9,29
36	Перевал НН						0,13	10,01	-9,29

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -4,87 % на ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения

узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры ветвей в режиме холостого хода

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	10	3,7	2,4	0,8
отп. 1 - Береговая 2 СН	36	13,8	8,8	0
отп. 1 - Топаз	28	8,3	-6,4	0
Топаз - отп. 2	14	4,4	-3,2	0,8
отп. 2 - Новый мир	56	16,9	-13,6	-0,8
Новый мир - Подьяпольск	47	14,2	-12	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	43	13	10,4	1,6
Подьяпольск - 178-Ф	38	9,7	-9,6	0,8
178-Ф - отп. 3	29	7,5	-7,2	0,8
отп. 3 - Промысловка	14	3,5	-1,6	3,2
Промысловка - С-55	104	26,8	-25,6	4,8
отп. 3 - Прибой	25	6,4	-5,6	-2,4
Береговая 1 - Береговая 2 СН	104	26,7	-24	12,8
Промысловка - Береговая 1	120	30,8	29,6	0
С-55 - отп. 4	91	23,3	-22,4	6,4
отп. 4 - Волчанец	25	6,4	-5,6	-2,4
отп. 4 - Находка	72	18,4	-16,8	8
Находка - Находка тяговая	223	57,2	39,2	16,8
Находка тяговая - ПаГРЭС	282	72,3	52,8	23,2
Находка - Широкая	207	53,1	-42,4	-3,2
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	347	89,1	-87,2	-5,6
Садовая - Береговая 1	260	66,8	-63,2	8,8
Смоляниново-тяга - Садовая	319	81,9	-76,8	3,2
Широкая - Перевал СН	14	2	0	13,6
Перевал - Звезда	47	6,7	22,4	22,4
Звезда - Береговая 2	93	13,1	40,8	29,6
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	236	33,2	53,6	15,2

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 89.1 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ СН – Смоляниново-тяга. Электрическая сеть имеет низкую токовую загруженность участков. Расчётный ток ниже экономических токовых интервалах, что

характеризует неэкономичность выбора марок проводов. В сети отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности.

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

Таблица 20 – Структура потерь в режиме холостого хода

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	6,69	6,69	6,51	0,18

Потери активной мощности в схеме составляют 6,69 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 2.19%, что характеризует схему как высокоэффективную.

Структура баланса реактивной мощности в режиме холостого хода представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	23,42	11,09	0

Для анализа схемы послеаварийного режима были отключены наиболее загруженные участки схемы: АТЭЦ СН – Смоляниново-тяга, Промысловка – С-55, Новый мир – Подьяпольск.

Параметры узлов послеаварийного режима сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Параметры узлов послеаварийного режима

Номер	Название	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{ген}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ген}}, \text{Мвар}$	$V_{\text{ш}}, \text{мкСм}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$\text{delta}, ^\circ$
1	Песчаная	1,8	0,7			-8,4	-2,71	107,02	-12,59
2	отп. 1						-2,55	107,2	-12,52
3	Топаз	2,8	1,1			-9,3	-2,55	107,2	-12,52
4	отп. 2						-2,55	107,2	-12,52
5	Новый мир	1,8	0,7				-2,63	107,11	-12,56
6	Подьяпольск	1,8	0,7				-3,81	105,81	-13,2
7	178-Ф	1,8	0,7				-3,73	105,89	-13,16
8	отп. 3						-3,67	105,97	-13,12
9	Промысловка	4,4	1,8				-3,45	106,2	-13
10	С-55	2,8	1,1				-1,09	108,81	-20,12

Продолжение таблицы 22

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
11	Прибой	4,5	1,8				-3,67	105,97	-13,12
12	Береговая 2	14,5	6,4			-15,7	-8,67	200,93	-17,31
13	Береговая 1	7	2,8			-3,6	-2,64	107,1	-12,56
14	отп. 4						-1,01	108,89	-20,09
15	Волчанец	4,4	1,8				-1,04	108,86	-20,1
16	АТЭЦ						1,82	224	-3,41
17	Смоляниново-тяга	5,2	2,4				-2,79	106,93	-12,63
18	Садовая	11,1	4,4			-4,6	-2,74	106,99	-12,61
19	Находка	11,2	4,5			-7,2	-0,75	109,17	-19,95
20	Находка тяговая	11,1	4,4			-1,3	1,79	111,97	-19,52
21	ПаГРЭС	150	20	200	50,1		10	121	-17,87
22	Широкая	34,8	13,8				-1,73	108,09	-19,98
23	Перевал	18,2	7,4				-8,68	200,9	-17,43
24	Звезда	15,6	6,4				-8,67	200,92	-17,33
25	АТЭЦ ней. 1						1,82	224	-3,41
26	АТЭЦ ней. 2						1,82	224	-3,41
27	АТЭЦ СН						7,1	117,81	-3,41
28	АТЭЦ НН			111,3	45,1		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-7,46	203,59	-12,49
30	Береговая 2 ней. 2						-7,56	203,36	-12,48
31	Береговая 2 СН						-2,52	107,23	-12,51
32	Береговая 2 НН						-2,69	9,73	-12,49
33	Перевал ней. 1						-7,85	202,74	-18,19
34	Перевал ней. 2						-7,79	202,86	-18,16
35	Перевал СН						-3,05	106,65	-18,19
36	Перевал НН						-3,01	9,7	-18,18

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -8,68 % на ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 23.

Таблица 23 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	10	3,8	3	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	16	6,1	5	1
отп. 1 - Топаз	7	2,1	-2	0
Топаз - отп. 2	9	2,8	2	1
отп. 2 - Новый мир	10	3,1	-3	-1
Новый мир - Подьяпольск				
отп. 2 - Береговая 2 СН	19	5,7	5	2
Подьяпольск - 178-Ф	10	2,6	3	1
178-Ф - отп. 3	20	5,1	5	2
отп. 3 - Промысловка	46	11,7	12	4
Промысловка - С-55				
отп. 3 - Прибой	26	6,7	-7	-3
Береговая 1 - Береговая 2 СН	206	52,7	54	21
Промысловка - Береговая 1	71	18,3	19	7
С-55 - отп. 4	16	4,1	4	2
отп. 4 - Волчанец	25	6,5	-7	-3
отп. 4 - Находка	41	10,4	11	4
Находка - Находка тяговая	258	66,1	47	44
Находка тяговая - ПаГРЭС	314	80,6	65	52
Находка - Широкая	168	43,3	-19	-33
АТЭС СН - Смоляниново-тяга				
Садовая - Береговая 1	95	24,4	25	10
Смоляниново-тяга - Садовая	31	7,9	8	4
Широкая - Перевал СН	117	17	34	-12
Перевал - Звезда	105	14,8	62	1
Звезда - Береговая 2	149	20,9	86	11
Береговая 2 СН - АТЭС СН	601	84,7	172	20

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 84,7 % от длительно допустимого тока на участке АТЭС СН – ПС Береговая 2.

Структурное представление потерь активной мощности в послеаварийном режиме приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Структура потерь в послеаварийном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Шкотовский	8,88	8,88	8,58	0,3

Потери активной мощности в схеме составляют 6,69 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 2.91%.

Структура баланса реактивной мощности приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Шкотовский	42,11	8,66	1,03

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

Параметры узлов летнего нормального режима сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Параметры узлов летнего нормального режима

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$V_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	1,4	0,6			-8,4	4,52	114,97	-4,35
2	отп. 1						4,63	115,09	-4,29
3	Топаз	2,2	0,9			-9,3	4,63	115,09	-4,3
4	отп. 2						4,63	115,09	-4,3
5	Новый мир	1,4	0,6				4,35	114,78	-4,45
6	Подьяпольск	1,4	0,6				4,12	114,53	-4,58
7	178-Ф	1,4	0,6				3,95	114,35	-4,67
8	отп. 3						3,9	114,3	-4,7
9	Промысловка	3,5	1,4				3,93	114,32	-4,69
10	С-55	2,2	0,9				3,46	113,81	-4,96
11	Прибой	3,6	1,4				3,9	114,29	-4,7
12	Береговая 2	11,6	5,1			-15,7	-2,45	214,61	-6,27
13	Береговая 1	5,6	2,2			-3,6	4,7	115,17	-4,25
14	отп. 4						3,3	113,63	-5,05
15	Волчанец	3,5	1,4				3,28	113,61	-5,06
16	АТЭЦ						2,87	226,32	-2,3
17	Смоляниново-тяга	4,2	1,9				5,19	115,7	-3,96
18	Садовая	8,9	3,5			-4,6	4,85	115,33	-4,16
19	Находка	9	3,6			-7,2	3,19	113,51	-5,13
20	Находка тяговая	8,9	3,5			-1,3	4,73	115,21	-4,32
21	ПаГРЭС	150	20	200	36,6		10	121	-1,79
22	Широкая	27,8	11				2,46	112,71	-5,54
23	Перевал	14,6	5,9				-2,49	214,52	-6,29

Продолжение таблицы 26

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
24	Звезда	12,5	5,1				-2,46	214,59	-6,27
25	АТЭЦ ней. 1						2,87	226,32	-2,3
26	АТЭЦ ней. 2						2,87	226,32	-2,3
27	АТЭЦ СН						8,22	119,04	-2,29
28	АТЭЦ НН			77,2	32,3		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-0,57	218,74	-4,26
30	Береговая 2 ней. 2						-0,62	218,64	-4,25
31	Береговая 2 СН						4,67	115,13	-4,28
32	Береговая 2 НН						4,59	10,46	-4,26
33	Перевал ней. 1						-2,55	214,38	-6,05
34	Перевал ней. 2						-2,57	214,34	-6,05
35	Перевал СН						2,53	112,79	-6,05
36	Перевал НН						2,52	10,25	-6,05

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -2,57 % на ПС Перевал нейтраль 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 27.

Таблица 27 – Параметры ветвей в нормальном

Наименование	Расчётный ток, А	Экономический токовый интервал	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.
Песчаная - отп. 1	7	515	265	2,9
отп. 1 - Береговая 2 СН	25	515	265	9,4
отп. 1 - Топаз	18	515	330	5,5
Топаз - отп. 2	7	515	330	2
отп. 2 - Новый мир	36	515	330	11
Новый мир - Подьяпольск	29	515	330	8,8
отп. 2 - Береговая 2 СН	29	515	330	8,9
Подьяпольск - 178-Ф	22	515	390	5,6
178-Ф - отп. 3	15	515	390	3,7

Наименование	Расчётный ток, А	Экономический токовый интервал	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, о.е.
отп. 3 - Промысловка	4	515	390	1,2
Промысловка - С-55	49	515	390	12,6
отп. 3 - Прибой	20	515	390	5,1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	74	515	390	19
Промысловка - Береговая 1	70	515	390	18,3
С-55 - отп. 4	38	515	390	9,7
отп. 4 - Волчанец	19	515	390	5
отп. 4 - Находка	20	515	390	5,2
Находка - Находка тяговая	206	515	390	53,1
Находка тяговая - ПаГРЭС	252	515	390	65
Находка - Широкая	179	515	390	46
АТЭС СН - Смоляниново-тяга	243	515	390	62,3
Садовая - Береговая 1	173	515	390	44,5
Смоляниново-тяга - Садовая	220	515	390	56,5
Широкая - Перевал СН	32	515	710	4,8
Перевал - Звезда	28	515	710	4,1
Звезда - Береговая 2	64	515	710	9
Береговая 2 СН - АТЭС СН	161	515	710	23,2

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 65% от длительно допустимого тока на участке ПаГРЭС – Находка тяговая. Обратные перетоки мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в нормальном режиме приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	4,09	4,09	4	0,09

Потери активной мощности в схеме составляют 4,09 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 1,34%.

Структура баланса реактивной мощности в нормальном режиме представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Шкотовский	12,88	11,48	1,18

Для анализа схемы послеаварийного режима так же были отключены участки: АТЭС СН – Смоляниново-тяга, Промысловка – С-55, Новый мир – Подьяпольск.

Параметры узлов послеаварийного режима сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Параметры узлов послеаварийного режима

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$B_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	1,4	0,6			-8,4	1,21	111,33	-8,45
2	отп. 1						1,33	111,46	-8,39
3	Топаз	2,2	0,9			-9,3	1,33	111,46	-8,39
4	отп. 2						1,33	111,46	-8,39
5	Новый мир	1,4	0,6				1,26	111,39	-8,42
6	Подьяпольск	1,4	0,6				0,38	110,42	-8,91
7	178-Ф	1,4	0,6				0,44	110,48	-8,88
8	отп. 3						0,49	110,54	-8,85
9	Промысловка	3,5	1,4				0,65	110,71	-8,76
10	С-55	2,2	0,9				1,34	111,47	-11,78
11	Прибой	3,6	1,4				0,49	110,54	-8,85
12	Береговая 2	11,6	5,1			-15,7	-5,03	208,93	-11,24
13	Береговая 1	5,6	2,2			-3,6	1,26	111,38	-8,42
14	отп. 4						1,4	111,54	-11,75
15	Волчанец	3,5	1,4				1,37	111,51	-11,76
16	АТЭС						2,77	226,1	-2,35
17	Смоляниново-тяга	4,2	1,9				1,14	111,25	-8,47
18	Садовая	8,9	3,5			-4,6	1,18	111,3	-8,46
19	Находка	9	3,6			-7,2	1,59	111,75	-11,65
20	Находка тяговая	8,9	3,5			-1,3	3,57	113,93	-10,97
21	ПаГРЭС	150	20	200	46,5		10	121	-8,79
22	Широкая	27,8	11				0,83	110,91	-11,87
23	Перевал	14,6	5,9				-5,06	208,88	-11,29

Продолжение таблицы 30

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
24	Звезда	12,5	5,1				-5,04	208,92	-11,25
25	АТЭЦ ней. 1						2,77	226,1	-2,35
26	АТЭЦ ней. 2						2,77	226,1	-2,35
27	АТЭЦ СН						8,11	118,92	-2,35
28	АТЭЦ НН			78,9	34,3		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-3,75	211,76	-8,37
30	Береговая 2 ней. 2						-3,81	211,62	-8,36
31	Береговая 2 СН						1,34	111,48	-8,38
32	Береговая 2 НН						1,24	10,12	-8,37
33	Перевал ней. 1						-4,71	209,64	-11,45
34	Перевал ней. 2						-4,7	209,67	-11,44
35	Перевал СН						0,26	110,29	-11,46
36	Перевал НН						2,52	10,25	-6,05

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -5,06 % на ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 31.

Таблица 31 – Параметры ветвей послеаварийного режима

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	Р, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	8	3	1	0
отп. 1 - Береговая 2 СН	12	4,7	2	0
отп. 1 - Топаз	5	1,6	-1	0
Топаз - отп. 2	7	2,1	1	0
отп. 2 - Новый мир	8	2,4	-1	0
Новый мир - Подьяпольск	0	0	0	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	14	4,4	3	1
Подьяпольск - 178-Ф	8	2,1	1	1
178-Ф - отп. 3	15	4	3	1
отп. 3 - Промысловка	35	9	6	2
Промысловка - С-55	0	0	0	0
отп. 3 - Прибой	20	5,2	-4	-1

Продолжение таблицы 31

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Береговая 1 - Береговая 2 СН	157	40,4	29	10
Промысловка - Береговая 1	54	14	10	3
С-55 - отп. 4	12	3,2	2	1
отп. 4 - Волчанец	20	5	-4	-1
отп. 4 - Находка	31	8,1	6	2
Находка - Находка тяговая	225	57,9	39	20
Находка тяговая - ПаГРЭС	270	70	48	24
Находка - Широкая	147	37,8	-24	-15
АТЭЦ СН - Смоляниново- тяги	0	0	0	0
Садовая - Береговая 1	73	18,7	13	5
Смоляниново-тяги - Садовая	24	6,1	4	2
Широкая - Перевал СН	36	5,1	4	-4
Перевал - Звезда	51	7,3	19	0
Звезда - Береговая 2	87	12,3	31	5
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	411	58,2	77	22

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 70% от длительно допустимого тока на участке ПаГРЭС – Находка тяговая.

Структурное представление потерь активной мощности в послеаварийном режиме приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Структура потерь в послеаварийном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	5,1	5,1	4,98	0,12

Потери активной мощности в схеме составляют 5,1 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 1,67%.

Структура баланса реактивной мощности представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	20,7	9,16	1,11

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

Нормальный режим максимальных нагрузок. Параметры узлов данного режима сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Параметры узлов нормального зимнего режима

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ кВ	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	2,7	1,1			-8,4	1,49	111,64	-10,08
2	отп. 1						1,75	111,93	-9,99
3	Топаз	4,2	1,7			-9,3	1,75	111,93	-9,99
4	отп. 2						1,75	111,93	-9,99
5	Новый мир	2,7	1,1				1,12	111,24	-10,37
6	Подьяпольск	2,7	1,1				0,62	110,68	-10,7
7	178-Ф	2,7	1,1				0,3	110,33	-10,98
8	отп. 3						0,2	110,22	-11,07
9	Промысловка	6,6	2,7				0,27	110,29	-11,11
10	С-55	4,2	1,7				-0,6	109,34	-12,11
11	Прибой	6,8	2,7				0,2	110,22	-11,07
12	Береговая 2	21,9	9,6			-1155,7	-3,23	212,9	-14,53
13	Береговая 1	10,6	4,2			-3,6	1,84	112,02	-9,88
14	отп. 4						-0,87	109,04	-12,5
15	Волчанец	6,6	2,7				-0,91	109	-12,52
16	АТЭЦ						2,25	224,94	-5,02
17	Смоляниново-тяга	8	3,6				2,55	112,81	-9,12
18	Садовая	16,8	6,6			-4,6	2,04	112,25	-9,62
19	Находка	17	6,8			-7,2	-1	108,9	-12,94
20	Находка тяговая	16,8	6,6			-1,3	1,34	111,47	-11,64
21	ПаГРЭС	120	50	200	79,9		10	121	-7,57
22	Широкая	52,5	20,8				-1,96	107,84	-13,79
23	Перевал	27,5	11,2				-3,39	212,55	-14,58
24	Звезда	23,6	9,6				-3,26	212,84	-14,54
25	АТЭЦ ней. 1						2,25	224,94	-5,02
26	АТЭЦ ней. 2						2,25	224,94	-5,02
27	АТЭЦ СН						7,53	118,28	-5,02
28	АТЭЦ НН			167,5	49,3		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-3,32	212,69	-9,95
30	Береговая 2 ней. 2						-3,42	212,47	-9,95

Продолжение таблицы 34

Номер	Название	$P_{нагр}^*$ МВт	$Q_{нагр}^*$ Мвар	$P_{ген}^*$ МВт	$Q_{ген}^*$ Мвар	$V_{ш}^*$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
31	Береговая 2 СН						1,83	112,02	-9,95
32	Береговая 2 НН						1,67	10,17	-9,95
33	Перевал ней. 1						-4,49	210,11	-14,43
34	Перевал ней. 2						-4,5	210,09	-14,46
35	Перевал СН						0,49	110,54	-14,42
36	Перевал НН						0,48	10,05	-14,44

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -4,5% на ПС Перевал ней. 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 35.

Таблица 35 – Параметры ветвей зимнего режима

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	14	5,6	3	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	58	21,8	11	0
отп. 1 - Топаз	44	13,3	-8	0
Топаз - отп. 2	24	7,1	-4	1
отп. 2 - Новый мир	90	27,1	-17	-1
Новый мир - Подьяпольск	75	22,8	-15	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	68	20,7	13	2
Подьяпольск - 178-Ф	61	15,7	-12	1
178-Ф - отп. 3	47	12,2	-9	1
отп. 3 - Промысловка	22	6	-2	4
Промысловка - С-55	172	44,3	-32	6
отп. 3 - Прибой	38	9,8	-7	-3
Береговая 1 - Береговая 2 СН	178	45,7	-30	16
Промысловка - Береговая 1	193	49,5	37	0
С-55 - отп. 4	153	39,2	-28	8
отп. 4 - Волчанец	38	9,7	-7	-3
отп. 4 - Находка	124	32	-21	10
Находка - Находка тяговая	280	72,1	49	21
Находка тяговая - ПаГРЭС	371	95,8	66	29
Находка - Широкая	280	71,8	-53	-4

Продолжение таблицы 35

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
АТЭС СН - Смоляниново- тяга	533	95,1	-109	-7
Садовая - Береговая 1	409	73	-79	11
Смоляниново-тяга - Садовая	492	87,9	-96	4
Широкая - Перевал СН	85	12,9	0	17
Перевал - Звезда	105	15	28	28
Звезда - Береговая 2	171	24,1	51	37
Береговая 2 СН - АТЭС СН	358	50,8	67	19

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 95,8% от длительно допустимого тока на участке ПаГРЭС – Находка тяговая.

Структурное представление потерь активной мощности приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Шкотовский	14,29	14,29	13,88	0,41

Потери активной мощности в схеме составляют 14,29 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 4,69%.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, \text{Мвар}$	$Q_{пост.}, \text{Мвар}$	$Q_{ш}, \text{Мвар}$
Шкотовский	52,53	10,89	52,83

Для анализа схемы послеаварийного режима были отключены наиболее нагруженные участки схемы: АТЭС СН – Смоляниново-тяга, Промысловка – С-55, Новый мир – Подьяпольск.

Параметры узлов послеаварийного режима сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Параметры узлов послеаварийного режима

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	2,7	1,1			-8,4	-9,4	99,66	-22,22
2	отп. 1						-9,1	99,99	-22,1
3	Топаз	4,2	1,7			-9,3	-9,1	99,99	-22,1
4	отп. 2						-9,1	99,99	-22,1
5	Новый мир	2,7	1,1				-9,25	99,83	-22,17
6	Подьяпольск	2,7	1,1				-11,29	97,58	-23,27
7	178-Ф	2,7	1,1				-11,15	97,74	-23,2
8	отп. 3						-11,02	97,87	-23,13
9	Промысловка	6,6	2,7				-10,66	98,28	-22,93
10	С-55	4,2	1,7				-5,65	103,78	-36,28
11	Прибой	6,8	2,7				-11,03	97,87	-23,13
12	Береговая 2	21,9	9,6			-1155	-12,14	193,3	-30,83
13	Береговая 1	10,6	4,2			-3,6	-9,25	99,83	-22,18
14	отп. 4						-5,54	103,91	-36,22
15	Волчанец	6,6	2,7				-5,58	103,86	-36,24
16	АТЭЦ						-0,13	219,72	-5,69
17	Смоляниново-тяга	8	3,6				-9,5	99,55	-22,3
18	Садовая	16,8	6,6			-4,6	-9,41	99,65	-22,26
19	Находка	17	6,8			-7,2	-5,11	104,38	-36,01
20	Находка тяговая	16,8	6,6			-1,3	-1,62	108,22	-35,39
21	ПаГРЭС	130	40	200	99,8		10	121	-33,05
22	Широкая	52,5	20,8				-6,35	103,02	-36,01
23	Перевал	27,5	11,2				-12,22	193,13	-31,03
24	Звезда	23,6	9,6				-12,15	193,26	-30,86
25	АТЭЦ ней. 1						-0,13	219,72	-5,69
26	АТЭЦ ней. 2						-0,13	219,72	-5,69
27	АТЭЦ СН						5,02	115,52	-5,68
28	АТЭЦ НН			185,4	95,4		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-13,75	189,76	-22,09
30	Береговая 2 ней. 2						-13,93	189,36	-22,1
31	Береговая 2 СН						-9,06	100,04	-22,09
32	Береговая 2 НН						-9,34	9,07	-22,1
33	Перевал ней. 1						-11,55	194,6	-32,58
34	Перевал ней. 2						-11,44	194,84	-32,56
35	Перевал СН						-6,95	102,35	-32,58

Продолжение таблицы 38

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
36	Перевал НН						-6,87	9,31	-32,57

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -13,93% на ПС Береговая 2 ней. 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений нуждаются в регулировке.

Параметры ветвей отражены в таблице 39.

Таблица 39 – Параметры ветвей послеаварийного режима

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	16	6,3	3	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	27	10,1	5	1
отп. 1 - Топаз	11	3,3	-2	0
Топаз - отп. 2	15	4,5	2	1
отп. 2 - Новый мир	17	5,1	-3	-1
Новый мир - Подьяпольск	0	0	0	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	31	9,4	5	2
Подьяпольск - 178-Ф	17	4,4	3	1
178-Ф - отп. 3	33	8,6	5	2
отп. 3 - Промысловка	76	19,5	12	4
Промысловка - С-55	0	0	0	0
отп. 3 - Прибой	43	11	-7	-3
Береговая 1 - Береговая 2 СН	337	86,4	54	21
Промысловка - Береговая 1	117	30,2	19	7
С-55 - отп. 4	25	6,4	4	2
отп. 4 - Волчанец	40	10,2	-7	-3
отп. 4 - Находка	64	16,5	11	4
Находка - Находка тяговая	353	90,8	47	44
Находка тяговая - ПаГРЭС	439	113,7	65	52
Находка - Широкая	212	54,4	-19	-33
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	0	0	0	0
Садовая - Береговая 1	155	27,7	25	10
Смоляниново-тяга - Садовая	50	9	8	4
Широкая - Перевал СН	202	28,4	34	-12
Перевал - Звезда	183	25,8	62	1
Звезда - Береговая 2	255	35,9	86	11
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	994	140,2	172	20

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 140,2% от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ СН – ПС Береговая 2, так же на участке Находка-тяговая – ПаГРЭС токовая загрузка составляет 113,7 %. Необходима разгрузка данных линий.

Структурное представление потерь активной мощности приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Структура потерь послеаварийного режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	21,72	21,72	20,87	0,85

Потери активной мощности в схеме составляют 21,72 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 7,12%.

Структура баланса реактивной мощности приведена в таблице 41.

Таблица 41 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	112,22	7,86	43,51

Ниже приведены параметры схем нормального режима летнего периода 2026 года.

Параметры узлов нормального режима сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Параметры узлов нормального 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	Песчаная	2,2	0,9			-8,4	4,7	115,17	-6,86
2	отп. 1						4,9	115,38	-6,79
3	Топаз	3,3	1,4			-9,3	4,89	115,38	-6,79
4	отп. 2						4,89	115,38	-6,79
5	Новый мир	2,2	0,9				4,4	114,84	-6,98
6	Подьяпольск	2,2	0,9				4	114,4	-7,13
7	178-Ф	2,2	0,9				3,72	114,09	-7,25
8	отп. 3						3,63	113,99	-7,28
9	Промысловка	5,3	2,2				3,65	114,01	-7,25
10	С-55	3,3	1,4				2,84	113,12	-7,53
11	Прибой	5,4	2,2				3,62	113,99	-7,28

Продолжение таблицы 42

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ кВ	$\Delta U, \%$	$U, \text{кВ}$	$delta, ^\circ$
12	Береговая 2	17,5	7,7			-1155	0,65	221,43	-9,82
13	Береговая 1	8,5	3,3			-3,6	4,94	115,43	-6,71
14	отп. 4						2,55	112,81	-7,61
15	Волчанец	5,3	2,2				2,52	112,77	-7,63
16	АТЭЦ						3,31	227,28	-3,44
17	Смоляниново-тяга	6,4	2,9				5,39	115,93	-6,21
18	Садовая	13,5	5,3			-4,6	5,06	115,57	-6,54
19	Находка	13,6	5,4			-7,2	2,34	112,58	-7,64
20	Находка тяговая	13,5	5,3			-1,3	3,87	114,26	-6,04
21	ПаГРЭС	120	50	200	58,8		10	121	-1,29
22	Широкая	42	16,6				1,7	111,87	-8,43
23	Перевал	22	8,9				0,5	221,11	-9,84
24	Звезда	18,9	7,7				0,63	221,38	-9,83
25	АТЭЦ ней. 1						3,31	227,28	-3,44
26	АТЭЦ ней. 2						3,31	227,28	-3,44
27	АТЭЦ СН						8,66	119,53	-3,44
28	АТЭЦ НН			115,9	25,9		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-0,32	219,29	-6,77
30	Береговая 2 ней. 2						-0,39	219,14	-6,78
31	Береговая 2 СН						4,96	115,45	-6,76
32	Береговая 2 НН						4,84	10,48	-6,77
33	Перевал ней. 1						-0,79	218,27	-9,5
34	Перевал ней. 2						-0,81	218,22	-9,54
35	Перевал СН						4,39	114,83	-9,5
36	Перевал НН						4,38	10,44	-9,52

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -0,81% на ПС Перевал ней. 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в допустимых пределах.

Параметры ветвей нормального режима летнего периода 2026 года отражены в таблице 43.

Таблица 43 – Параметры ветвей нормального режима

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	11	4,3	1	0
отп. 1 - Береговая 2 СН	37	14,1	5	0
отп. 1 - Топаз	28	8,3	-4	-1
Топаз - отп. 2	10	2,9	-1	0
отп. 2 - Новый мир	55	16,6	-7	-1
Новый мир - Подьяпольск	44	13,3	-6	-1
отп. 2 - Береговая 2 СН	44	13,4	6	1
Подьяпольск - 178-Ф	33	8,5	-4	-1
178-Ф - отп. 3	22	5,6	-3	-1
отп. 3 - Промысловка	9	2,2	1	1
Промысловка - С-55	70	17,9	-9	-2
отп. 3 - Прибой	29	7,6	-4	-1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	138	35,4	-15	-1
Промысловка - Береговая 1	103	26,8	14	4
С-55 - отп. 4	52	13,4	-7	-2
отп. 4 - Волчанец	29	7,5	-4	-1
отп. 4 - Находка	26	6,6	-4	-1
Находка - Находка тяговая	317	81,2	39	11
Находка тяговая - ПаГРЭС	384	98,6	48	15
Находка - Широкая	265	67,9	-34	-9
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	342	61,1	-48	-12
Садовая - Береговая 1	245	43,8	-34	-6
Смоляниново-тяга - Садовая	310	55,4	-43	-10
Широкая - Перевал СН	116	17,2	-6	3
Перевал - Звезда	85	12,2	8	7
Звезда - Береговая 2	129	18,1	21	12
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	229	32,6	28	17

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 98,6% от длительно допустимого тока на участке ПаГРЭС – Находка тяговая.

Структурное представление потерь активной мощности приведено в таблице 44.

Таблица 44 – Структура потерь нормального режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Шкотовский	9,07	9,07	8,89	0,19

Потери активной мощности в схеме составляют 21,72 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 7,12%.

Структура баланса реактивной мощности представлена в таблице 45.

Таблица 45 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Шкотовский	27,86	11,51	57,08

Ниже приведены параметры схемы послеаварийного режима летнего периода 2026 года.

Параметры узлов послеаварийного режима сведены в таблицу 46.

Таблица 46 – Параметры узлов послеаварийного режима

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$B_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, \circ$
1	Песчаная	2,2	0,9			-8,4	1,48	111,63	-12,95
2	отп. 1						1,68	111,85	-12,87
3	Топаз	3,3	1,4			-9,3	1,68	111,85	-12,87
4	отп. 2						1,68	111,85	-12,87
5	Новый мир	2,2	0,9				1,58	111,73	-12,92
6	Подьяпольск	2,2	0,9				0,18	110,2	-13,63
7	178-Ф	2,2	0,9				0,27	110,3	-13,58
8	отп. 3						0,36	110,39	-13,54
9	Промысловка	5,3	2,2				0,61	110,67	-13,41
10	С-55	3,3	1,4				-0,24	109,74	-16,65
11	Прибой	5,4	2,2				0,36	110,39	-13,54
12	Береговая 2	17,5	7,7			-1155	-2,17	215,23	-16,9
13	Береговая 1	8,5	3,3			-3,6	1,58	111,73	-12,92
14	отп. 4						-0,15	109,84	-16,61
15	Волчанец	5,3	2,2				-0,18	109,8	-16,62
16	АТЭЦ						2,92	226,43	-3,5
17	Смоляниново-тяга	6,4	2,9				1,39	111,53	-13
18	Садовая	13,5	5,3			-4,6	1,46	111,6	-12,97
19	Находка	13,6	5,4			-7,2	0,17	110,19	-16,45
20	Находка тяговая	13,5	5,3			-1,3	2,29	112,52	-14,99
21	ПаГРЭС	120	50	200	71,9		10	121	-10,66
22	Широкая	42	16,6				-0,46	109,5	-17,04
23	Перевал	22	8,9				-2,3	214,94	-16,96

Продолжение таблицы 46

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
24	Звезда	18,9	7,7				-2,19	215,18	-16,92
25	АТЭЦ ней. 1						2,92	226,43	-3,5
26	АТЭЦ ней. 2						2,92	226,43	-3,5
27	АТЭЦ СН						8,26	119,08	-3,5
28	АТЭЦ НН			117,7	33,2		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-3,43	212,46	-12,87
30	Береговая 2 ней. 2						-3,52	212,26	-12,88
31	Береговая 2 СН						1,71	111,88	-12,86
32	Береговая 2 НН						1,56	10,16	-12,88
33	Перевал ней. 1						-3,24	212,87	-17,06
34	Перевал ней. 2						-3,23	212,9	-17,09
35	Перевал СН						1,81	111,99	-17,06
36	Перевал НН						1,81	10,18	-17,07

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -3,52% на ПС Береговая 2 ней. 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в допустимых пределах.

Параметры ветвей отражены в таблице 47.

Таблица 47 – Параметры ветвей послеаварийного режима

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая загрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Песчаная - отп. 1	11	4,5	2	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	19	7,1	4	1
отп. 1 - Топаз	8	2,4	-1	0
Топаз - отп. 2	11	3,2	2	1
отп. 2 - Новый мир	12	3,7	-2	0
Новый мир - Подьяпольск	0	0	0	0
отп. 2 - Береговая 2 СН	22	6,6	4	1
Подьяпольск - 178-Ф	12	3,1	2	1
178-Ф - отп. 3	23	6,1	4	1
отп. 3 - Промысловка	53	13,8	10	3
Промысловка - С-55	0	0	0	0
отп. 3 - Прибой	30	7,8	-5	-2
Береговая 1 - Береговая 2 СН	239	61,4	43	16

Продолжение таблицы 47

Наименование	Расчётный ток, А	Токовая нагрузка, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
Промысловка - Береговая 1	82	21,3	15	5
С-55 - отп. 4	19	4,9	3	1
отп. 4 - Волчанец	30	7,7	-5	-2
отп. 4 - Находка	48	12,5	9	3
Находка - Находка тяговая	324	83,3	61	9
Находка тяговая - ПаГРЭС	396	101,9	76	16
Находка - Широкая	205	52,5	-39	-1
АТЭЦ СН - Смоляниново- тяга	0	0	0	0
Садовая - Береговая 1	111	19,8	20	8
Смоляниново-тяга - Садовая	36	6,5	6	3
Широкая - Перевал СН	78	11,9	3	16
Перевал - Звезда	92	13,1	25	24
Звезда - Береговая 2	145	20,4	44	31
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	583	82,3	113	7

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что максимальная нагрузка элемента составляет 101,9% от длительно допустимого тока на участке ПаГРЭС – Находка тяговая. Обратные перетоки реактивной мощности отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности приведено в таблице 48.

Таблица 48 – Структура потерь послеаварийного режима

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{нагр}, \text{МВт}$	$P_{ЛЭП}, \text{МВт}$	$P_{ш}, \text{МВт}$
Шкотовский	10,6	10,6	10,36	0,24

Потери активной мощности в схеме составляют 10,6 МВт. Относительные потери активной мощности составляют 3,48%.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме представлена в таблице 49

Таблица 49 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, \text{Мвар}$	$Q_{пост.}, \text{Мвар}$	$Q_{ш}, \text{Мвар}$
Шкотовский	42,41	9,16	53,93

На рисунке 9 приведена диаграмма суммарных активных потерь в схеме с летними и зимними электрическими нагрузками на базовый и прогнозные год.

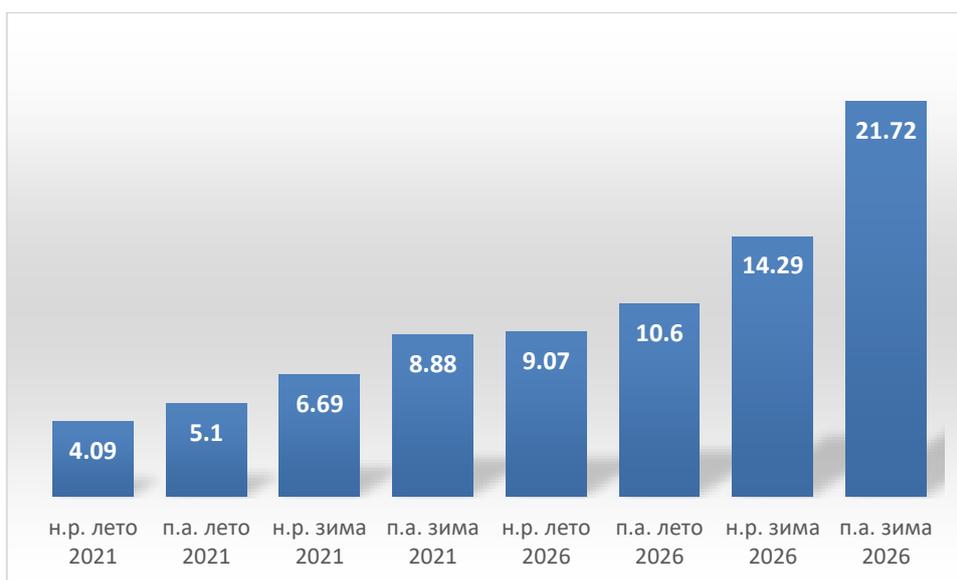


Рисунок 9 - Технологические потери при различных режимах работы сети

Для принятых к расчёту вариантов режима ток ЛЭП значительно ниже значений экономических токовых интервалов соответственных марок проводов, что является индикатором низкой эффективности работы схемы. Значения узловых напряжений находятся в допустимых пределах, максимальное превышение отмечено на шинах электрических станций и является заданной величиной. Анализ технологических потерь выявил допустимые значения относительных потерь. В послеаварийном режиме максимальных нагрузок 2026 года наблюдается перегрузка участков АТЭЦ СН – ПС Береговая 2 и Находка-тяговая – ПаГРЭС, необходимы меры по снижению тока в этом режиме.

3 СЕНСОРНЫЙ АНАЛИЗ СЕТИ И ВЫБОР МЕСТА УСТАНОВКИ И МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Эффективность эксплуатации современных электрических сетей определяется своевременным обеспечением потребителей электроэнергией заданного качества в условиях надежности работы компонентов электрической сети и при наименьших потерях в ветвях схемы. Наиболее значимым мероприятием по обеспечению эффективности передачи электроэнергии является управление потоками реактивной мощности в ЛЭП, которое производят за счет изменения значений узловых напряжений и вводом в эксплуатацию устройств компенсации реактивной мощности.

Техническими эффектами от внедрения компенсаторов реактивной мощности являются: увеличение пропускной способности ЛЭП и силовых трансформаторов, обеспечение желаемых уровней узловых напряжений, снижение активных потерь электрической энергии, снижение токовой загрузки в ветвях схемы. Эффективность данных мероприятий обусловлена коротким периодом окупаемости затрат на реализацию.

Возможность управления потоками реактивной мощности предполагает наличие адаптивной и централизованной системы управления параметрами гибкой передачи электроэнергии, способной оперативно дать оценку состояния текущего режима, определять причинно-следственные связи функционирования электрической сети, управлять параметрами элементов системы, свойства которой меняются в течение эксплуатации.

На этапе проектировки и реновации электрической сети важную роль так же занимает поиск оптимальных мест размещения устройств управляющего воздействия, выбор их числа и типа. Выбор типа таких устройств и мест внедрения затрудняет сложность электрической сети, связность узлов и, как следствие, режимных параметров, широкий спектр устройств КУ. Целесообразным подходом к решению данной проблемы является определение сенсорных участков электрической сети.

3.1 Разработка алгоритма расчета чувствительности элементов

Исследование чувствительности элементов электрической сети на управляющее воздействие основано на определении сенсорных и жестких узлов схемы. Сенсорными называют такие узлы, в которых на заданное, как правило единичное, возмущение появляется наибольшая реакция оптимизируемой функции. Жестким называют узлы, свойства которых противоположны свойствам сенсорных, приложенное возмущение к этим узлам вызывает незначительную реакцию.

Оптимизируемым функционалом в работе принято значение суммарных активных потерь в схеме. Ввиду невозможности символьного задания минимизируемой функции расчет сенсорности элементов проводят численными методами. Наиболее эффективным из них является расчет матрицы Якоби. Матрица Якоби представляет собой вектор частных производных, аргументами которых являются проводимости в узлах нагрузки.

Матрица Якоби связывает первичные и вторичные параметры режима. Первичными называют параметры, значения которых не зависят от параметров сети, а определяются характеристиками нагрузки. Вектором первичных параметров выбран вектор значений узловых проводимостей на шинах ПС. Изменение вторичных параметров напрямую связано с параметрами сети и первичными параметрами. Вторичным параметром задано значение активных потерь в схеме.

Расчет матрицы Якоби производят по формуле (6):

$$J(b) = \left(\begin{array}{cccc} \frac{\partial dP}{\partial b_1} & \frac{\partial dP}{\partial b_2} & \dots & \frac{\partial dP}{\partial b_k} \end{array} \right) \quad (6)$$

Единичным возмущением является элементарно малое приращение узловых проводимостей на шинах ПС, принятое 1 мкСм. На каждом шаге расчета будет задано возмущение в схеме, определен отклик системы. Сенсорным

будет тот узел, отклик в котором является максимальным. Знак управляющего воздействия будет противоположным знаку возмущения.

Сенсорный анализ элементов электрической схемы в ПВК RastrWin3 в модуле «Расчет матрицы Якоби», однако предлагаемый макрос определяет элементы матрицы Якоби от действующих значений узловых напряжений, что не соответствует задаче представленной работы. Для реализации метода в электрической сети будет создано управляющее воздействие поочередно в узлах схемы, зафиксировано изменение активных потерь, определен оптимальный узел внедрения КУ, введено управляющее воздействие в сенсорном узле до тех пор, пока активные потери не начнут возрастать, тогда следует переходить к расчету сенсорности элемента. Алгоритм будет завершен на моменте, когда любой возмущение в электрической сети не приведет к увеличению активных потерь.

3.2 Расчет сенсорных элементов в схеме эквивалента электрической сети и ввод КУ

Апробация алгоритма выбрана схема эквивалента электрической сети Шкотовского района Приморского края в режиме максимальных нагрузок 2026 года. Активные потери исходной схемы составляют 14,301 МВт. Узлы с возможностью установки КУ, их номера в схеме модели и текущие проводимости КУ даны в таблице 50.

Таблица 50 – Параметры узлов с изменяемыми $b_{ш}$

№ узла	Название	$b_{ш}$, мкСм
1	Песчаная	-8,4
3	Топаз	-9,3
5	Новый мир	0
6	Подьяпольск	0
7	178-Ф	0
9	Промысловка	0
10	С-55	0
11	Прибой	0
13	Береговая 1	-3,6
15	Волчанец	0
17	Смоляниново-тяга	0
18	Садовая	-4,6

№ узла	Название	бш, мкСм
19	Находка	-7,2
20	Находка тяговая	-1,3
22	Широкая	0

В таблице 51 приведен расчет сенсорности изменения активных потерь на возмущения в данных узлах.

Таблица 51 – Сенсорность узлов на первом шаге расчета

№ узла k	$\frac{\partial dP}{\partial b_k}$, МВт/См
1	0,0034
3	0,0032
5	0,0032
6	0,0032
7	0,0033
9	0,0034
10	0,0032
11	0,0031
13	0,0034
15	0,0033
17	0,0025
18	0,0033
19	0,0032
20	0,0032
22	-0,0035

Анализ таблицы 51 позволил определить наиболее чувствительный к возмущению элемент – узел 22 – шины ПС Широкая. В данный узел введено КУ, проводимость которого составляет $b_{22}=3700$ мкСм. Активные потери в схеме равны 12,84 МВт, снижение потерь составляет 1,458 МВт.

Далее проведен следующий шаг расчета чувствительности узлов, результаты занесены в таблицу 52.

Таблица 52 – Сенсорность узлов на втором шаге расчета

№ узла k	$\frac{\partial dP}{\partial b_k}$, МВт/См
1	0,0011
3	0

№ узла k	$\frac{\partial dP}{\partial b_k}$, МВт/См
1	0,0011
3	0
5	0,0014
6	0,0011
7	0,0014
9	0,0013
10	0
11	0,0011
13	0,0011
15	0
17	0,0015
18	0,0011
19	0
20	0
22	0

Сенсорным узлом на втором шаге расчета являются шины ПС Смоляниново-тяга. Оптимальное значение КУ в этом узле составляет 1700 мкСм. Активные потери в схеме равны 12,66 МВт, снижение потерь по отношению к потерям прошлого шага составляет 0,178 МВт.

Далее проведен третий шаг расчета, результаты занесены в таблицу 53.

Таблица 53 – Сенсорность узлов на третьем шаге расчета

№ узла k	$\frac{\partial dP}{\partial b_k}$, МВт/См
1	0
3	0
5	0
6	0
7	0
9	0
10	0
11	0
13	0
15	0
17	0
18	0
19	0

№ узла k	$\frac{\partial dP}{\partial b_k}$, МВт/См
20	0
22	0
19	0
20	0
22	0

На третьем шаге расчета сенсорность всех элементов равна нулю – достигнут оптимальный режим. К установке приняты КУ на шинах ПС Широкая и ПС Смоляниново-тяга проводимостью соответственно 3700 и 1700 мкСм. Суммарное снижение активной мощности составило 1,637 МВт. На следующем этапе будет проведен расчет режимов с новым составом КУ.

3.3 Проверка КУ на схемах расчетных режимов

Для проверки соответствия параметров режима требованиям к качеству электроэнергии с учетом внедрения нового оборудования проведены расчеты установившихся режимов. Первоначально рассчитан послеаварийный режим максимальных нагрузок 2026 год с целью контроля токовой загрузки участков АТЭС СН – ПС Береговая 2 и Находка-тяговая – ПаГРЭС.

В таблице 54 приведены параметры узлов послеаварийного режима.

Таблица 54 – Параметры узлов послеаварийного режима

Номер	Название	$P_{нагр}$, МВт	$Q_{нагр}$, Мвар	$P_{ген}$, МВт	$Q_{ген}$, Мвар	$B_{ш}$, мкСм	ΔU , %	U , кВ	$delta$, °
1	Песчаная	2,70	1,10			-8,4	3,18	113,49	-16,07
2	отп. 1						3,43	113,77	-15,98
3	Топаз	4,20	1,70			-9,3	3,43	113,77	-15,98
4	отп. 2						3,43	113,77	-15,98
5	Новый мир	2,70	1,10				3,3	113,63	-16,03
6	Подьяпольск	2,70	1,10				1,62	111,78	-16,91
7	178-Ф	2,70	1,10				1,74	111,91	-16,85
8	отп. 3						1,84	112,03	-16,8
9	Промысловка	6,60	2,70				2,16	112,37	-16,64
10	С-55	4,20	1,70				2,68	112,95	-19,93
11	Прибой	6,80	2,70				1,84	112,03	-16,8

Продолжение таблицы 54

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
12	Береговая 2	21,90	9,60			-1155,7	-0,23	219,5	-20,67
13	Береговая 1	10,60	4,20			-3,6	3,37	113,71	-16,06
14	отп. 4						2,79	113,07	-19,88
15	Волчанец	6,60	2,70				2,75	113,02	-19,9
16	АТЭЦ						3,35	227,37	-4,31
17	Смоляниново-тяга	8,00	3,60			-1700	3,49	113,84	-16,27
18	Садовая	16,80	6,60			-4,6	3,36	113,69	-16,16
19	Находка	17,00	6,80			-7,2	3,18	113,49	-19,7
20	Находка тяговая	16,80	6,60			-1,3	4,23	114,65	-17,35
21	ПаГРЭС	130,00	40,00	200	32,8		10	121	-10,49
22	Широкая	52,50	20,80			-3768	3,32	113,66	-20,73
23	Перевал	27,50	11,20				-0,34	219,25	-20,74
24	Звезда	23,60	9,60				-0,25	219,45	-20,68
25	АТЭЦ ней. 1						3,35	227,37	-4,31
26	АТЭЦ ней. 2						3,35	227,37	-4,31
27	АТЭЦ СН						8,7	119,57	-4,31
28	АТЭЦ НН			176,5	2,2		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						-1,77	216,1	-15,97
30	Береговая 2 ней. 2						-1,88	215,86	-15,99
31	Береговая 2 СН						3,47	113,81	-15,96
32	Береговая 2 НН						3,29	10,33	-15,98
33	Перевал ней. 1						-0,77	218,3	-20,77
34	Перевал ней. 2						-0,77	218,31	-20,78
35	Перевал СН						4,41	114,85	-20,77
36	Перевал НН						4,41	10,44	-20,78

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10% в базисном узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -1,88 % в нейтрали трансформатора ПС Береговая 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 55.

Таблица 55 – Параметры ветвей послеаварийного режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВар
Песчаная - отп. 1	15	5,5	3	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	23	8,8	5	1
отп. 1 - Топаз	10	2,9	-2	-1
Топаз - отп. 2	13	4	2	1
отп. 2 - Новый мир	14	4,5	-3	-1
Новый мир - Подьяпольск				
отп. 2 - Береговая 2 СН	27	8,2	5	2
Подьяпольск - 178-Ф	15	3,9	3	1
178-Ф - отп. 3	29	7,5	5	2
отп. 3 - Промысловка	66	17	12	4
Промысловка - С-55				
отп. 3 - Прибой	38	9,6	-7	-3
Береговая 1 - Береговая 2 СН	277	70,9	54	-2
Промысловка - Береговая 1	103	26,4	19	7
С-55 - отп. 4	23	5,9	4	2
отп. 4 - Волчанец	36	9,4	-7	-3
отп. 4 - Находка	59	15,2	11	4
Находка - Находка тяговая	424	75,9	80	-25
Находка тяговая - ПаГРЭС	501	89,6	98	16
Находка - Широкая	319	81,9	-52	35
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга				
Садовая - Береговая 1	140	25	25	-12
Смоляниново-тяга - Садовая	102	18,3	8	-18
Широкая - Перевал СН	42	6	1	8
Перевал - Звезда	90	12,6	29	18
Звезда - Береговая 2	155	21,9	52	27
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	705	99,4	139	12

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 99.4 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ СН – Берегова 2. На участках АТЭЦ СН – ПС Береговая 2 и Находка-тяговая – ПаГРЭС токовая загрузка находится в допустимых пределах. Обратные перетоки реактивной мощности в схеме отсутствуют.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 56.

Таблица 56 – Структура потерь в послеаварийном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	16,46	16,46	16,12	0,34

Потери активной мощности в схеме составляют 16,46 МВт.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме приведена в таблице 57.

Таблица 57 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Шкотовский	62,95	-9,5	-126,81

Ниже приведен расчет нормального режима максимальных нагрузок 2026 года. В таблице 58 приведены параметры узлов нормального режима.

Таблица 58 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального режима

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$V_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	2,7	1,1			-8,4	6,72	117,39	-10,72
2	отп. 1						6,96	117,65	-10,64
3	Топаз	4,2	1,7			-9,3	6,96	117,65	-10,64
4	отп. 2						6,96	117,65	-10,64
5	Новый мир	2,7	1,1				6,46	117,11	-11,05
6	Подьяпольск	2,7	1,1				6,09	116,7	-11,41
7	178-Ф	2,7	1,1				5,89	116,48	-11,71
8	отп. 3						5,85	116,44	-11,83
9	Промысловка	6,6	2,7				5,97	116,57	-11,89
10	С-55	4,2	1,7				5,69	116,26	-13,08
11	Прибой	6,8	2,7				5,85	116,43	-11,83
12	Береговая 2	21,9	9,6			-1155,7	3,15	226,94	-15,05
13	Береговая 1	10,6	4,2			-3,6	7,03	117,73	-10,53
14	отп. 4						5,67	116,24	-13,56
15	Волчанец	6,6	2,7				5,64	116,2	-13,57
16	АТЭС						4,8	230,56	-5,18
17	Смоляниново-тяга	8	3,6			-1700	7,62	118,38	-9,79
18	Садовая	16,8	6,6			-4,6	7,19	117,91	-10,28
19	Находка	17	6,8			-7,2	5,89	116,48	-14,12
20	Находка тяговая	16,8	6,6				6,38	117,02	-12,69
21	ПаГРЭС	130	40	200	32,8		10	121	-8,09
22	Широкая	52,5	20,8			-3768	6,2	116,82	-15,13
23	Перевал	27,5	11,2				3,03	226,67	-15,11
24	Звезда	23,6	9,6				3,13	226,89	-15,06

Продолжение таблицы 58

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
25	АТЭЦ ней. 1						4,8	230,56	-5,18
26	АТЭЦ ней. 2						4,8	230,56	-5,18
27	АТЭЦ СН						10,21	121,24	-5,18
28	АТЭЦ НН			176,5	2,2		10	11	
29	Береговая 2 ней. 1						1,61	223,55	-10,6
30	Береговая 2 ней. 2						1,51	223,31	-10,62
31	Береговая 2 СН						7,03	117,73	-10,59
32	Береговая 2 НН						6,86	10,69	-10,61
33	Перевал ней. 1						2,4	225,29	-15,17
34	Перевал ней. 2						2,41	225,31	-15,18
35	Перевал СН						7,75	118,52	-15,16
36	Перевал НН						7,75	10,78	-15,18

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 10,21% в базисном узле "АТЭЦ СН". Максимальное снижение напряжения составляет 1,51 % в нейтрали трансформатора ПС Береговая 2. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 59.

Таблица 59 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	Pнач, МВт	Qнач, МВар
Песчаная - отп. 1	14	5,3	3	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	53	20	11	0
отп. 1 - Топаз	40	12,1	-8	1
Топаз - отп. 2	22	6,7	-4	2
отп. 2 - Новый мир	81	24,7	-17	1
Новый мир - Подьяпольск	68	20,7	-14	2
отп. 2 - Береговая 2 СН	62	18,9	13	1
Подьяпольск - 178-Ф	56	14,3	-11	2
178-Ф - отп. 3	44	11,2	-8	3
отп. 3 - Промысловка	28	7,2	-2	5
Промысловка - С-55	161	41,2	-30	13
отп. 3 - Прибой	36	9,3	-7	-3
Береговая 1 - Береговая 2 СН	161	41,2	-29	15
Промысловка - Береговая 1	175	45	35	-5
С-55 - отп. 4	144	37	-25	14

Продолжение таблицы 59

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВар
отп. 4 - Волчанец	35	9,1	-7	-3
отп. 4 - Находка	125	31,9	-19	17
Находка - Находка тяговая	261	46,8	49	-18
Находка тяговая - ПаГРЭС	335	60	67	-11
Находка - Широкая	326	83,7	-51	42
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	511	91,2	-105	22
Садовая - Береговая 1	376	67,2	-75	15
Смоляниново-тяга - Садовая	453	80,9	-93	8
Широкая - Перевал СН	59	8,3	2	12
Перевал - Звезда	94	13,2	30	22
Звезда - Береговая 2	156	22	53	31
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	343	48,2	70	3

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 91,2 % от длительно допустимого тока на участке АТЭЦ СН – Смоляниново-тяга. В оптимальной схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности, достигнуто эффективное потокораспределение.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 60.

Таблица 60 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	12,66	12,66	12,28	0,38

Потери активной мощности в схеме составляют 12,66 МВт.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме представлена в таблице 61.

Таблица 61 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	47,41	-12,04	-135,23

Рассчитаны так же нормальный и послеаварийный режим минимальных нагрузок 2026 года.

В целях исключения обратных перетоков реактивной мощности отключены КУ в узлах ПС Смоляниново-тяга и Широкая. В таблице 62 приведены параметры узлов нормального режима.

Таблица 62 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального режима

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	1,4	0,6			-8,4	1,45	111,59	-5,08
2	отп. 1						1,57	111,72	-5,02
3	Топаз	2,2	0,9			-9,3	1,57	111,72	-5,02
4	отп. 2						1,56	111,72	-5,02
5	Новый мир	1,4	0,6				1,12	111,24	-5,14
6	Подьяпольск	1,4	0,6				0,74	110,81	-5,23
7	178-Ф	1,4	0,6				0,42	110,47	-5,29
8	отп. 3						0,31	110,34	-5,31
9	Промысловка	3,5	1,4				0,25	110,27	-5,28
10	С-55	2,2	0,9				-0,88	109,03	-5,39
11	Прибой	3,6	1,4				0,31	110,34	-5,31
12	Береговая 2	11,6	5,1			-1155,7	-2,12	215,34	-7,19
13	Береговая 1	5,6	2,2			-3,6	1,58	111,74	-4,96
14	отп. 4						-1,34	108,53	-5,41
15	Волчанец	3,5	1,4				-1,36	108,51	-5,42
16	АТЭЦ						-0,96	217,89	-2,55
17	Смоляниново-тяга	4,2	1,9				1,91	112,1	-4,6
18	Садовая	8,9	3,5			-4,6	1,67	111,84	-4,84
19	Находка	9	3,6			-7,2	-1,85	107,97	-5,37
20	Находка тяговая	8,9	3,5				-1,72	108,1	-3,96
21	ПаГРЭС	150	20	200	6			110	0,32
22	Широкая	27,8	11				-2,02	107,78	-6,02
23	Перевал	14,6	5,9				-2,26	215,03	-7,2
24	Звезда	12,5	5,1				-2,14	215,3	-7,19
25	АТЭЦ ней. 1						-0,96	217,89	-2,55
26	АТЭЦ ней. 2						-0,96	217,89	-2,55
27	АТЭЦ СН						4,18	114,6	-2,55
28	АТЭЦ НН			78,6	14,7		5	10,5	
29	Береговая 2 ней. 1						-3,47	212,36	-5,02
30	Береговая 2 ней. 2						-3,52	212,25	-5,03
31	Береговая 2 СН						1,61	111,77	-5,01

Продолжение таблицы 62

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
32	Береговая 2 НН						1,54	10,15	-5,02
33	Перевал ней. 1						-3,77	211,7	-6,96
34	Перевал ней. 2						-3,79	211,67	-7
35	Перевал СН						1,25	111,38	-6,95
36	Перевал НН						1,24	10,12	-6,98

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 5 % в узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -3,79 % в нейтрали трансформатора ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 63.

Таблица 63 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	$P_{нач},$ МВт	$Q_{нач},$ МВар
Песчаная - отп. 1	8	2,9	1	0
отп. 1 - Береговая 2 СН	28	10,7	5	2
отп. 1 - Топаз	22	6,6	-4	-2
Топаз - отп. 2	10	3	-2	-1
отп. 2 - Новый мир	43	13,4	-7	-4
Новый мир - Подьяпольск	37	11,4	-6	-4
отп. 2 - Береговая 2 СН	33	10,1	6	3
Подьяпольск - 178-Ф	30	8,1	-5	-4
178-Ф - отп. 3	24	6,4	-3	-3
отп. 3 - Промысловка	12	3,3	0	-2
Промысловка - С-55	82	21,6	-10	-12
отп. 3 - Прибой	20	5,2	-4	-1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	115	29,4	-14	17
Промысловка - Береговая 1	93	24	14	11
С-55 - отп. 4	74	19,1	-8	-11
отп. 4 - Волчанец	20	5,1	-4	-1
отп. 4 - Находка	59	15,7	-4	-10
Находка - Находка тяговая	233	41,8	39	-20
Находка тяговая - ПаГРЭС	271	48,7	48	-16
Находка - Широкая	194	49,9	-34	13
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	242	43,2	-48	-2
Садовая - Береговая 1	176	31,4	-34	5
Смоляниново-тяга - Садовая	220	39,3	-43	1

Продолжение таблицы 63

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВар
Широкая - Перевал СН	134	18,9	-6	24
Перевал - Звезда	85	11,9	9	30
Звезда - Береговая 2	110	15,5	21	35
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	164	23,1	30	9

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 49,9 % от длительно допустимого тока на участке Находка - Широкая. В оптимальной схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности, достигнуто эффективное потокораспределение.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 64.

Таблица 64 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, МВт$	$P_{нагр}, МВт$	$P_{ЛЭП}, МВт$	$P_{ш}, МВт$
Шкотовский	4,91	4,91	4,8	0,1

Потери активной мощности в схеме составляют 4,91 МВт.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме представлена в таблице 65

Таблица 65 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{нагр}, Мвар$	$Q_{пост.}, Мвар$	$Q_{ш}, Мвар$
Шкотовский	15,16	-10,63	-54

Ниже приведены параметры послеаварийного режима минимальных нагрузок 2026 года.

Параметры узлов нормального режима сведены в таблицу 66.

Таблица 66 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального режима

Номер	Название	$P_{нагр}, МВт$	$Q_{нагр}, Мвар$	$P_{ген}, МВт$	$Q_{ген}, Мвар$	$V_{ш}, мкСм$	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
1	Песчаная	1,4	0,6			-8,4	0,57	110,63	-9,33
2	отп. 1						0,69	110,76	-9,27
3	Топаз	2,2	0,9			-9,3	0,69	110,76	-9,27
4	отп. 2						0,69	110,76	-9,27
5	Новый мир	1,4	0,6				0,63	110,69	-9,3

Продолжение таблицы 66

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
6	Подьяпольск	1,4	0,6				-0,25	109,72	-9,79
7	178-Ф	1,4	0,6				-0,2	109,79	-9,76
8	отп. 3						-0,14	109,84	-9,73
9	Промысловка	3,5	1,4				0,02	110,02	-9,64
10	С-55	2,2	0,9				-4,14	105,44	-11,75
11	Прибой	3,6	1,4				-0,15	109,84	-9,73
12	Береговая 2	11,6	5,1			-1155,7	-3,29	212,77	-12,14
13	Береговая 1	5,6	2,2			-3,6	0,62	110,69	-9,3
14	отп. 4						-4,08	105,51	-11,72
15	Волчанец	3,5	1,4				-4,1	105,49	-11,73
16	АТЭЦ						-0,84	218,15	-2,55
17	Смоляниново-тяга	4,2	1,9				0,5	110,55	-9,36
18	Садовая	8,9	3,5			-4,6	0,55	110,6	-9,34
19	Находка	9	3,6			-7,2	-3,87	105,74	-11,61
20	Находка тяговая	8,9	3,5				-3,19	106,49	-10,34
21	ПаГРЭС	150	20	200	17,1			110	-6,48
22	Широкая	27,8	11				-3,87	105,74	-12,14
23	Перевал	14,6	5,9				-3,45	212,42	-12,17
24	Звезда	12,5	5,1				-3,31	212,72	-12,14
25	АТЭЦ ней. 1						-0,84	218,15	-2,55
26	АТЭЦ ней. 2						-0,84	218,15	-2,55
27	АТЭЦ СН						4,31	114,74	-2,55
28	АТЭЦ НН			78,7	12,6		5	10,5	
29	Береговая 2 ней. 1						-4,35	210,43	-9,27
30	Береговая 2 ней. 2						-4,41	210,29	-9,28
31	Береговая 2 СН						0,71	110,78	-9,26
32	Береговая 2 НН						0,61	10,06	-9,27
33	Перевал ней. 1						-5,05	208,88	-12,29
34	Перевал ней. 2						-5,04	208,92	-12,34
35	Перевал СН						-0,1	109,89	-12,29
36	Перевал НН						-0,09	9,99	-12,32

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 5 % в узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -5,05 % в нейтрали трансформатора ПС Перевал.

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

Параметры ветвей отражены в таблице 67.

Таблица 67 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВар
Песчаная - отп. 1	8	2,9	1	0
отп. 1 - Береговая 2 СН	12	4,6	2	0
отп. 1 - Топаз	5	1,6	-1	0
Топаз - отп. 2	7	2,1	1	0
отп. 2 - Новый мир	7	2,4	-1	0
Новый мир - Подьяпольск				
отп. 2 - Береговая 2 СН	14	4,3	3	1
Подьяпольск - 178-Ф	8	2,1	1	1
178-Ф - отп. 3	15	3,9	3	1
отп. 3 - Промысловка	35	9	6	2
Промысловка - С-55				
отп. 3 - Прибой	20	5,2	-4	-1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	158	40,6	29	10
Промысловка - Береговая 1	54	14	10	3
С-55 - отп. 4	13	3,3	2	1
отп. 4 - Волчанец	21	5,3	-4	-1
отп. 4 - Находка	33	8,5	6	2
Находка - Находка тяговая	217	38,9	39	-9
Находка тяговая - ПаГРЭС	262	46,9	48	-5
Находка - Широкая	152	39	-24	14
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга				
Садовая - Береговая 1	74	13,2	13	5
Смоляниново-тяга - Садовая	24	4,3	4	2
Широкая - Перевал СН	139	19,5	4	25
Перевал - Звезда	99	13,9	19	31
Звезда - Береговая 2	129	18,2	31	36
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	399	56,2	77	1

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 56,2 % от длительно допустимого тока на участке Береговая 2 – АТЭЦ СН. В оптимальной схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 68.

Таблица 68 – Структура потерь в послеаварийном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	5,03	5,03	4,9	0,13

Потери активной мощности в схеме составляют 5,03 МВт.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме приведена в таблице 69.

Таблица 69 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	20,92	-8,67	-52,72

Ниже приведены параметры нормального режима максимальных нагрузок 2021 года.

Параметры узлов схемы сведены в таблицу 70.

Таблица 70 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального 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	Песчаная	1,8	0,7			-8,4	1,37	111,51	-7,31
2	отп. 1						1,53	111,69	-7,24
3	Топаз	2,8	1,1			-9,3	1,53	111,69	-7,24
4	отп. 2						1,53	111,68	-7,24
5	Новый мир	1,8	0,7				0,96	111,05	-7,46
6	Подьяпольск	1,8	0,7				0,46	110,51	-7,64
7	178-Ф	1,8	0,7				0,07	110,08	-7,8
8	отп. 3						-0,07	109,92	-7,85
9	Промысловка	4,4	1,8				-0,14	109,85	-7,85
10	С-55	2,8	1,1				-1,58	108,27	-8,35
11	Прибой	4,5	1,8				-0,07	109,92	-7,85
12	Береговая 2	14,5	6,4			-1155,7	-2,84	213,74	-10,23
13	Береговая 1	7	2,8			-3,6	1,6	111,76	-7,17
14	отп. 4						-2,14	107,64	-8,53
15	Волчанец	4,4	1,8				-2,17	107,61	-8,54
16	АТЭЦ						-0,57	218,74	-3,61
17	Смоляниново-тяга	5,2	2,4			-1700	2,23	112,46	-6,71
18	Садовая	11,1	4,4			-4,6	1,8	111,98	-7,02
19	Находка	11,2	4,5			-7,2	-2,78	106,94	-8,71

Продолжение таблицы 70

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
20	Находка тяговая	11,1	4,4				-2,47	107,28	-7,42
21	ПаГРЭС	150	20	200	11,7			110	-3,35
22	Широкая	34,8	13,8				-3,08	106,61	-9,42
23	Перевал	18,2	7,4				-3,01	213,39	-10,26
24	Звезда	15,6	6,4				-2,87	213,69	-10,24
25	АТЭЦ ней. 1						-0,57	218,74	-3,61
26	АТЭЦ ней. 2						-0,57	218,74	-3,61
27	АТЭЦ СН						4,58	115,04	-3,6
28	АТЭЦ НН			111,5	9,4		5	10,5	
29	Береговая 2 ней. 1						-3,51	212,28	-7,22
30	Береговая 2 ней. 2						-3,58	212,13	-7,23
31	Береговая 2 СН						1,6	111,76	-7,22
32	Береговая 2 НН						1,49	10,15	-7,22
33	Перевал ней. 1						-4,57	209,94	-10,13
34	Перевал ней. 2						-4,58	209,93	-10,17
35	Перевал СН						0,41	110,45	-10,12
36	Перевал НН						0,4	10,04	-10,15

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 5 % в узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -4,58 % в нейтрали трансформатора ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 71.

Таблица 71 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	$P_{нач},$ МВт	$Q_{нач},$ МВар
Песчаная - отп. 1	10	3,7	2	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	39	14,9	7	2
отп. 1 - Топаз	31	9,3	-6	-2
Топаз - отп. 2	15	4,6	-3	-1
отп. 2 - Новый мир	62	18,9	-11	-4
Новый мир - Подьяпольск	52	16,1	-9	-4
отп. 2 - Береговая 2 СН	46	14,1	8	3
Подьяпольск - 178-Ф	43	11,3	-8	-3
178-Ф - отп. 3	34	8,9	-6	-3

Продолжение таблицы 71

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВар
отп. 3 - Промысловка	10	2,8	-1	-1
Промысловка - С-55	120	31,2	-20	-11
отп. 3 - Прибой	25	6,5	-5	-2
Береговая 1 - Береговая 2 СН	106	27,1	-18	9
Промысловка - Береговая 1	135	34,7	23	11
С-55 - отп. 4	106	27,3	-17	-10
отп. 4 - Волчанец	25	6,5	-4	-2
отп. 4 - Находка	82	21,2	-13	-9
Находка - Находка тяговая	214	38,3	37	-15
Находка тяговая - ПаГРЭС	265	47,5	48	-10
Находка - Широкая	213	54,6	-38	11
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга	340	60,7	-67	7
Садовая - Береговая 1	253	45,1	-49	-4
Смоляниново-тяга - Садовая	312	55,7	-60	-9
Широкая - Перевал СН	136	19,1	-3	25
Перевал - Звезда	97	13,7	16	32
Звезда - Береговая 2	133	18,8	31	38
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	228	32,2	43	8

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 60,7 % от длительно допустимого тока на участке Смоляниново-тяга – АТЭЦ СН. В схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 72.

Таблица 72 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	6,68	6,68	6,5	0,18

Потери активной мощности в схеме составляют 6,68 МВт.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме представлена в таблице 73.

Таблица 73 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	23,45	-10,56	-74,7

Ниже приведены параметры схемы максимальных нагрузок в послеаварийном режиме.

Параметры узлов отражены в таблице 74.

Таблица 74 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального 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	Песчаная	1,8	0,7			-8,4	0,24	110,27	-13,45
2	отп. 1						0,4	110,44	-13,37
3	Топаз	2,8	1,1			-9,3	0,4	110,44	-13,37
4	отп. 2						0,4	110,44	-13,37
5	Новый мир	1,8	0,7				0,32	110,35	-13,41
6	Подьяпольск	1,8	0,7				-0,76	109,16	-14,05
7	178-Ф	1,8	0,7				-0,68	109,25	-14,01
8	отп. 3						-0,62	109,32	-13,97
9	Промысловка	4,4	1,8				-0,41	109,55	-13,86
10	С-55	2,8	1,1				-5,37	104,09	-19,27
11	Прибой	4,5	1,8				-0,62	109,32	-13,97
12	Береговая 2	14,5	6,4			-1155,7	-4,22	210,71	-17,78
13	Береговая 1	7	2,8			-3,6	0,38	110,42	-13,44
14	отп. 4						-5,3	104,17	-19,23
15	Волчанец	4,4	1,8				-5,33	104,14	-19,24
16	АТЭС						-0,88	218,06	-3,64
17	Смоляниново-тяга	5,2	2,4			-1700	0,57	110,62	-13,61
18	Садовая	11,1	4,4			-4,6	0,41	110,45	-13,52
19	Находка	11,2	4,5			-7,2	-5,02	104,48	-19,09
20	Находка тяговая	11,1	4,4				-4,1	105,49	-17,96
21	ПаГРЭС	150	20	200	24			110	-14,36
22	Широкая	34,8	13,8				-5,05	104,44	-19,49
23	Перевал	18,2	7,4				-4,4	210,32	-17,86
24	Звезда	15,6	6,4				-4,25	210,65	-17,8
25	АТЭС ней. 1						-0,88	218,06	-3,64
26	АТЭС ней. 2						-0,88	218,06	-3,64
27	АТЭС СН						4,25	114,68	-3,64
28	АТЭС НН			112,2	15		5	10,5	
29	Береговая 2 ней. 1						-4,65	209,76	-13,36
30	Береговая 2 ней. 2						-4,75	209,54	-13,37
31	Береговая 2 СН						0,42	110,47	-13,36

Продолжение таблицы 74

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$B_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
32	Береговая 2 НН						0,27	10,03	-13,37
33	Перевал ней. 1						-5,96	206,89	-18,49
34	Перевал ней. 2						-5,9	207,01	-18,53
35	Перевал СН						-1,06	108,83	-18,49
36	Перевал НН						-1,02	9,9	-18,51

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 5 % в узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -5,96 % в нейтрали трансформатора ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 75.

Таблица 75 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	$P_{нач},$ МВт	$Q_{нач},$ МВар
Песчаная - отп. 1	10	3,7	2	1
отп. 1 - Береговая 2 СН	16	6	3	0
отп. 1 - Топаз	7	2	-1	0
Топаз - отп. 2	9	2,7	2	1
отп. 2 - Новый мир	10	3,1	-2	0
Новый мир - Подьяпольск				
отп. 2 - Береговая 2 СН	18	5,6	3	1
Подьяпольск - 178-Ф	10	2,6	2	1
178-Ф - отп. 3	20	5,1	4	1
отп. 3 - Промысловка	45	11,5	8	3
Промысловка - С-55				
отп. 3 - Прибой	26	6,6	-5	-2
Береговая 1 - Береговая 2 СН	192	49,3	36	-8
Промысловка - Береговая 1	69	17,8	13	4
С-55 - отп. 4	17	4,3	3	1
отп. 4 - Волчанец	26	6,8	-4	-2
отп. 4 - Находка	42	10,9	7	3
Находка - Находка тяговая	203	36,3	37	-3
Находка тяговая - ПаГРЭС	264	47,1	48	2
Находка - Широкая	114	29,1	-18	10
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяга				
Садовая - Береговая 1	113	20,2	16	-14
Смоляниново-тяга - Садовая	100	17,9	5	-18

Наименование участка	I, А	I загр, о.е.	Pнач, МВт	Qнач, МВар
Широкая - Перевал СН	158	22,3	17	23
Перевал - Звезда	129	18,2	35	31
Звезда - Береговая 2	173	24,3	51	37
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	566	79,7	108	-9

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 79,7 % от длительно допустимого тока на участке Береговая 2 – АТЭЦ СН. В схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 76.

Таблица 76 – Структура потерь в послеаварийном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	7,37	7,37	7,1	0,27

Потери активной мощности в схеме составляют 7,37 МВт.

Структура баланса реактивной мощности данного режима представлена в таблице 77.

Таблица 77 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	37,2	-8,56	-72,51

Ниже приведены параметры нормального режима минимальных нагрузок 2021 года. Параметры узлов схемы сведены в таблицу 78.

Таблица 78 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального режима

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	Песчаная	1,4	0,6			-8,4	1,45	111,59	-5,08
2	отп. 1						1,57	111,72	-5,02
3	Топаз	2,2	0,9			-9,3	1,57	111,72	-5,02
4	отп. 2						1,56	111,72	-5,02
5	Новый мир	1,4	0,6				1,12	111,24	-5,14
6	Подьяпольск	1,4	0,6				0,74	110,81	-5,23
7	178-Ф	1,4	0,6				0,42	110,47	-5,29

Продолжение таблицы 78

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
8	отп. 3						0,31	110,34	-5,31
9	Промысловка	3,5	1,4				0,25	110,27	-5,28
10	С-55	2,2	0,9				-0,88	109,03	-5,39
11	Прибой	3,6	1,4				0,31	110,34	-5,31
12	Береговая 2	11,6	5,1			-1155,7	-2,12	215,34	-7,19
13	Береговая 1	5,6	2,2			-3,6	1,58	111,74	-4,96
14	отп. 4						-1,34	108,53	-5,41
15	Волчанец	3,5	1,4				-1,36	108,51	-5,42
16	АТЭЦ						-0,96	217,89	-2,55
17	Смоляниново-тяга	4,2	1,9				1,91	112,1	-4,6
18	Садовая	8,9	3,5			-4,6	1,67	111,84	-4,84
19	Находка	9	3,6			-7,2	-1,85	107,97	-5,37
20	Находка тяговая	8,9	3,5				-1,72	108,1	-3,96
21	ПаГРЭС	150	20	200	6			110	0,32
22	Широкая	27,8	11				-2,02	107,78	-6,02
23	Перевал	14,6	5,9				-2,26	215,03	-7,2
24	Звезда	12,5	5,1				-2,14	215,3	-7,19
25	АТЭЦ ней. 1						-0,96	217,89	-2,55
26	АТЭЦ ней. 2						-0,96	217,89	-2,55
27	АТЭЦ СН						4,18	114,6	-2,55
28	АТЭЦ НН			78,6	14,7		5	10,5	
29	Береговая 2 ней. 1						-3,47	212,36	-5,02
30	Береговая 2 ней. 2						-3,52	212,25	-5,03
31	Береговая 2 СН						1,61	111,77	-5,01
32	Береговая 2 НН						1,54	10,15	-5,02
33	Перевал ней. 1						-3,77	211,7	-6,96
34	Перевал ней. 2						-3,79	211,67	-7
35	Перевал СН						1,25	111,38	-6,95
36	Перевал НН						1,24	10,12	-6,98

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 5 % в узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -3,79 % в нейтрали трансформатора ПС Перевал. Таким образом, расчёт-

ные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 79.

Таблица 79 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	Pнач, МВт	Qнач, МВар
Песчаная - отп. 1	8	2,9	1	0
отп. 1 - Береговая 2 СН	28	10,7	5	2
отп. 1 - Топаз	22	6,6	-4	-2
Топаз - отп. 2	10	3	-2	-1
отп. 2 - Новый мир	43	13,4	-7	-4
Новый мир - Подьяпольск	37	11,4	-6	-4
отп. 2 - Береговая 2 СН	33	10,1	6	3
Подьяпольск - 178-Ф	30	8,1	-5	-4
178-Ф - отп. 3	24	6,4	-3	-3
отп. 3 - Промысловка	12	3,3	0	-2
Промысловка - С-55	82	21,6	-10	-12
отп. 3 - Прибой	20	5,2	-4	-1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	115	29,4	-14	17
Промысловка - Береговая 1	93	24	14	11
С-55 - отп. 4	74	19,1	-8	-11
отп. 4 - Волчанец	20	5,1	-4	-1
отп. 4 - Находка	59	15,7	-4	-10
Находка - Находка тяговая	233	41,8	39	-20
Находка тяговая - ПаГРЭС	271	48,7	48	-16
Находка - Широкая	194	49,9	-34	13
АТЭС СН - Смоляниново-тяга	242	43,2	-48	-2
Садовая - Береговая 1	176	31,4	-34	5
Смоляниново-тяга - Садовая	220	39,3	-43	1
Широкая - Перевал СН	134	18,9	-6	24
Перевал - Звезда	85	11,9	9	30
Звезда - Береговая 2	110	15,5	21	35
Береговая 2 СН - АТЭС СН	164	23,1	30	9

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 49,9 % от длительно допустимого тока на участке Находка - Широкая. В схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 80.

Таблица 80 – Структура потерь в нормальном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	4,91	4,91	4,8	0,1

Потери активной мощности в схеме составляют 4,91 МВт.

Структура баланса реактивной мощности в данном режиме представлена в таблице 81.

Таблица 81 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	15,16	-10,63	-54

Ниже приведены параметры схемы минимальных нагрузок в послеаварийном режиме 2021 года. Параметры узлов схемы сведены в таблицу 82.

Таблица 82 – Параметры узлов оптимальной схемы нормального режима

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	Песчаная	1,4	0,6			-8,4	0,57	110,63	-9,33
2	отп. 1						0,69	110,76	-9,27
3	Топаз	2,2	0,9			-9,3	0,69	110,76	-9,27
4	отп. 2						0,69	110,76	-9,27
5	Новый мир	1,4	0,6				0,63	110,69	-9,3
6	Подьяпольск	1,4	0,6				-0,25	109,72	-9,79
7	178-Ф	1,4	0,6				-0,2	109,79	-9,76
8	отп. 3						-0,14	109,84	-9,73
9	Промысловка	3,5	1,4				0,02	110,02	-9,64
10	С-55	2,2	0,9				-4,14	105,44	-11,75
11	Прибой	3,6	1,4				-0,15	109,84	-9,73
12	Береговая 2	11,6	5,1			-1155,7	-3,29	212,77	-12,14
13	Береговая 1	5,6	2,2			-3,6	0,62	110,69	-9,3
14	отп. 4						-4,08	105,51	-11,72
15	Волчанец	3,5	1,4				-4,1	105,49	-11,73
16	АТЭЦ						-0,84	218,15	-2,55
17	Смоляниново-тяга	4,2	1,9				0,5	110,55	-9,36
18	Садовая	8,9	3,5			-4,6	0,55	110,6	-9,34
19	Находка	9	3,6			-7,2	-3,87	105,74	-11,61
20	Находка тяговая	8,9	3,5				-3,19	106,49	-10,34

Продолжение таблицы 82

Номер	Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ Мвар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ Мвар	$V_{ш},$ мкСм	$\Delta U, \%$	$U, кВ$	$delta, ^\circ$
21	ПаГРЭС	150	20	200	17,1			110	-6,48
22	Широкая	27,8	11				-3,87	105,74	-12,14
23	Перевал	14,6	5,9				-3,45	212,42	-12,17
24	Звезда	12,5	5,1				-3,31	212,72	-12,14
25	АТЭЦ ней. 1						-0,84	218,15	-2,55
26	АТЭЦ ней. 2						-0,84	218,15	-2,55
27	АТЭЦ СН						4,31	114,74	-2,55
28	АТЭЦ НН			78,7	12,6		5	10,5	
29	Береговая 2 ней. 1						-4,35	210,43	-9,27
30	Береговая 2 ней. 2						-4,41	210,29	-9,28
31	Береговая 2 СН						0,71	110,78	-9,26
32	Береговая 2 НН						0,61	10,06	-9,27
33	Перевал ней. 1						-5,05	208,88	-12,29
34	Перевал ней. 2						-5,04	208,92	-12,34
35	Перевал СН						-0,1	109,89	-12,29
36	Перевал НН						-0,09	9,99	-12,32

Анализ узлов показал, что максимальное превышение напряжения составляет 5 % в узле "АТЭЦ НН". Максимальное снижение напряжения составляет -5,96 % в нейтрали трансформатора ПС Перевал. Таким образом, расчётные значения узловых напряжений находятся в пределах, указанных методикой определения статической устойчивости.

Параметры ветвей отражены в таблице 83.

Таблица 83 – Параметры ветвей оптимальной схемы нормального режима

Наименование участка	I, А	I загр, о.е..	Pнач, МВт	Qнач, МВар
Песчаная - отп. 1	8	2,9	1	0
отп. 1 - Береговая 2 СН	12	4,6	2	0
отп. 1 - Топаз	5	1,6	-1	0
Топаз - отп. 2	7	2,1	1	0
отп. 2 - Новый мир	7	2,4	-1	0
Новый мир - Подьяпольск				
отп. 2 - Береговая 2 СН	14	4,3	3	1
Подьяпольск - 178-Ф	8	2,1	1	1
178-Ф - отп. 3	15	3,9	3	1
отп. 3 - Промысловка	35	9	6	2

Продолжение таблицы 83

Наименование участка	I, А	I загр, о.е.	P _{нач} , МВт	Q _{нач} , МВар
Промысловка - С-55				
отп. 3 - Прибой	20	5,2	-4	-1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	158	40,6	29	10
Промысловка - Береговая 1	54	14	10	3
С-55 - отп. 4	13	3,3	2	1
отп. 4 - Волчанец	21	5,3	-4	-1
отп. 4 - Находка	33	8,5	6	2
Находка - Находка тяговая	217	38,9	39	-9
Находка тяговая - ПаГРЭС	262	46,9	48	-5
Находка - Широкая	152	39	-24	14
АТЭЦ СН - Смоляниново-тяги				
Садовая - Береговая 1	74	13,2	13	5
Смоляниново-тяги - Садовая	24	4,3	4	2
Широкая - Перевал СН	139	19,5	4	25
Перевал - Звезда	99	13,9	19	31
Звезда - Береговая 2	129	18,2	31	36
Береговая 2 СН - АТЭЦ СН	399	56,2	77	1

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что максимальная загрузка элемента составляет 56,2 % от длительно допустимого тока на участке Береговая 2 – АТЭЦ СН. В схеме отсутствуют обратные перетоки реактивной мощности.

Структурное представление потерь активной мощности в схеме приведено в таблице 84.

Таблица 84 – Структура потерь в послеаварийном режиме

Район	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ЛЭП}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ш}}, \text{МВт}$
Шкотовский	5,03	5,03	4,9	0,13

Потери активной мощности в схеме составляют 5,03 МВт.

Структура баланса реактивной мощности данного режима представлена в таблице 85.

Таблица 85 – Структура баланса реактивной мощности

Район	$Q_{\text{нагр}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{пост.}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ш}}, \text{Мвар}$
Шкотовский	20,92	-8,67	-52,72

На рисунке 10 приведены потери активной мощности оптимальной схемы в различных режимах её работы.

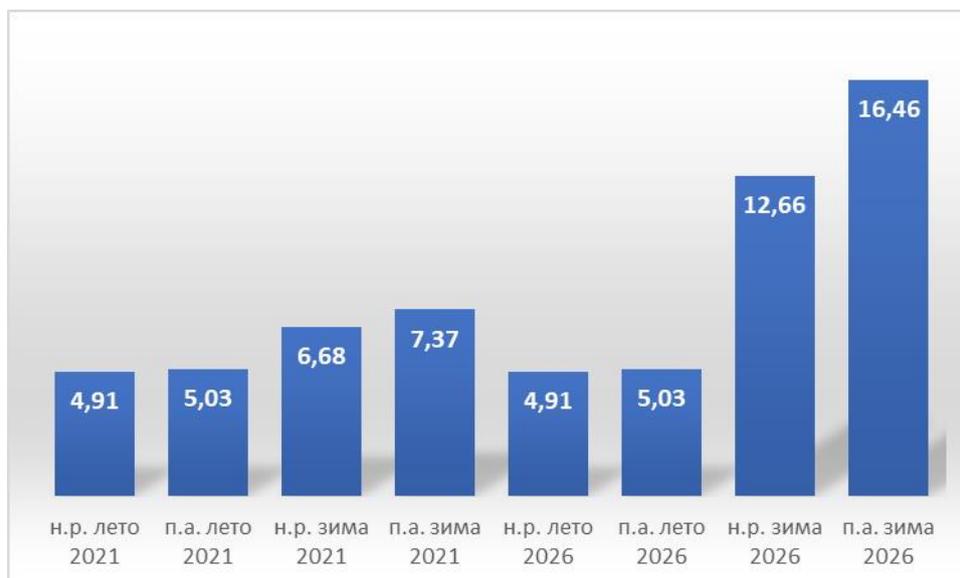


Рисунок 10 – Технологические потери при различных режимах работы сети

Сопоставление технологических потерь исходной схемы рисунка 9 и оптимальной рисунка 10 позволяет отметить снижение потерь активной мощности, что подтверждает достоверность полученных результатов.

3.4 Расчет показателей надежности ПС

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.

Расчет показателей надежности проведен для ПС Широкая и ПС Смоляниново-тяга, в которых приняты к установке КУ. При расчёте учтена схема РУ каждой ПС, соответственно 17 и 5АН из перечня типовых схем стандарта РУ ФСК ЕЭС.

Принято, что питание каждой ПС осуществляется по двум ВЛ, отключение вводимых КУ не приведет к перерыву электроснабжения потребителей.

С учетом принятых допущений схема замещения ПС Смоляниново-тяги представлена на рисунке 11.

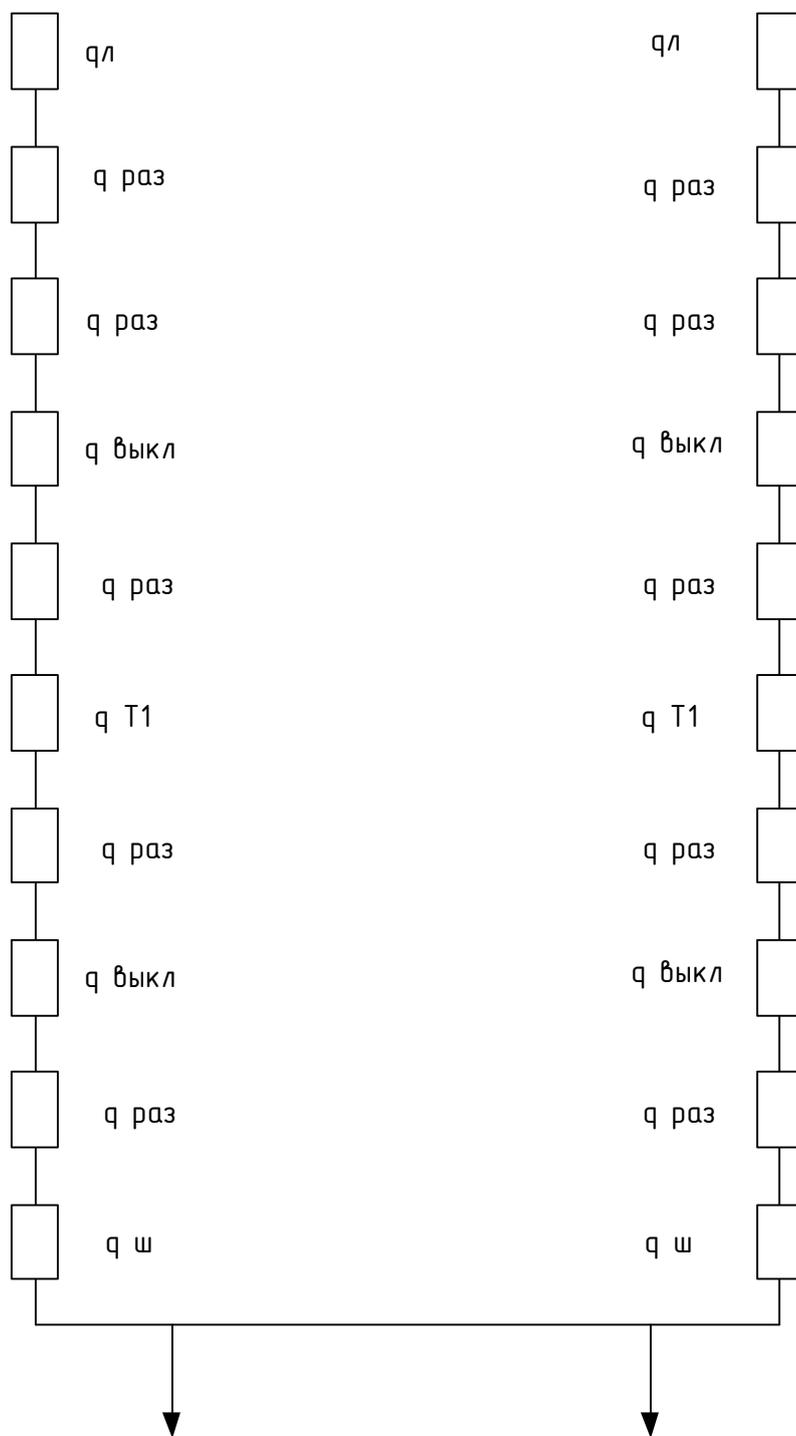


Рисунок 11 – Расчетная схема ПС Смоляниново-тяги

Расчетные характеристики каждого электрического объекта сведены в таблицу 86 [102].

Таблица 86 – Показатели надежности элементов

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
ВЛ 110 кВ	0,011	1	5	16
Сборные шины 110 кВ	0,01	0,25	0,2	5
Разъединитель 110 кВ	0,01	0,1	8	4
Выключатель 110 кВ	0,1	2,8	10	8
Силовой трансформатор	0,02	20	7,5	26
Выключатель 10 кВ	0,08	1,3	5	16
Разъединитель 10 кВ	0,01	0,1	3	4
Сборные шины 10 кВ	0,01	0,25	0,2	2

Определим вероятность отключения каждого элемента.

Для ВЛ по формуле (7):

$$q_{вл1} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \quad (7)$$

$$q_{вл1} = \frac{0,011 \cdot 1}{8760} \cdot 23 = 2,9 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{вл2} = \frac{0,11 \cdot 1}{8760} \cdot 2,88 = 3,6 \cdot 10^{-6}$$

Для сборных шин по формуле (8):

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

$$q_{ш110} = \frac{0,01 \cdot 0,25}{8760} \cdot 5 = 1,43 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{u10} = \frac{0,01 \cdot 0,25}{8760} \cdot 2 = 5,7 \cdot 10^{-7}$$

Для разъединителей по формуле (9):

$$q_p = \frac{\lambda_p \cdot t_{ep}}{T_\Gamma} \quad (9)$$

$$q_{p110} = \frac{0,01 \cdot 0,1}{8760} = 1,14 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{p10} = \frac{0,01 \cdot 0,1}{8760} = 1,14 \cdot 10^{-7}$$

Для трансформаторов по формуле (10):

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

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

Для выключателей по формуле (11):

$$q_\delta = \frac{\lambda_{\delta 35} \cdot t_{\delta 35}}{T_\Gamma} + a_{\kappa 3} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{on} \cdot N_{on} \quad (11)$$

где $a_{\kappa 3}$ - относительная частота отказов, 0,005;

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

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

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

Для выключателей 110 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются разъединители напряжением 110 кВ. Для выключателей 10 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются разъединители напряжением 10 кВ.

$$q_{s110} = \frac{0,1 \cdot 2,8}{8760} + 0,005 \cdot (1,14 \cdot 10^{-7} + 1,14 \cdot 10^{-7}) + 0,003 \cdot 2 = 6,03 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{s10} = \frac{0,08 \cdot 1,3}{8760} + 0,005 \cdot (1,14 \cdot 10^{-7} + 1,14 \cdot 10^{-7}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики. Параметр потокоотказов одной последовательной цепи рассчитывается по формуле (12):

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{прмак} \quad (12)$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

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

$$\lambda_{ц} = 0,012 + 0,006 = 0,018, \text{ 1/Год.}$$

Определим время восстановления системы.

Время восстановления системы, состоящей из одной цепи рассчитывается по формуле (13):

$$t_{вс} = \frac{K_{П}}{\lambda_{ц} - \lambda_{прмак}} \quad (13)$$

$$t_{вс} = \frac{0,00536}{0,018 - 0,006} = 0,442, \text{ ч.}$$

Расчетное время безотказной работы системы рассчитывается по формуле (14):

$$T_c = \frac{0.105}{\lambda_y} \quad (14)$$

$$T_c = \frac{0.105}{0,018} = 5.8, \text{ лет.}$$

Для ПС Широкая расчет показателей надежности произведен аналогичным образом. Параметры элементов взяты так же из таблицы 86. Схема замещения приведена на рисунке 12.

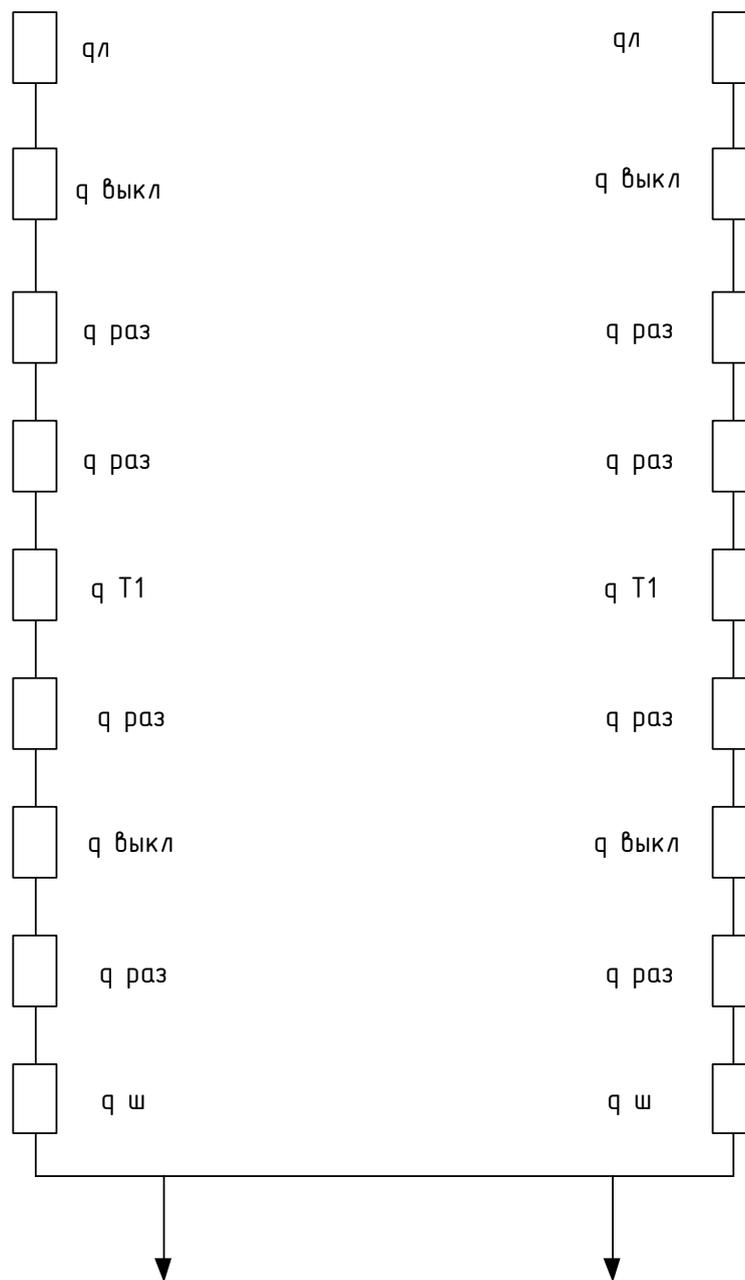


Рисунок 12 – Расчетная схема ПС Широкая

Расчет произведен по формулам (7–14).

Вероятность отказа ВЛ:

$$q_{вл1} = \frac{0,011 \cdot 1}{8760} \cdot 40.24 = 5.05 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{вл2} = \frac{0,11 \cdot 1}{8760} \cdot 7.5 = 9.4 \cdot 10^{-6}$$

Для сборных шин:

$$q_{ш110} = \frac{0,01 \cdot 0.25}{8760} \cdot 5 = 1,43 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{ш10} = \frac{0,01 \cdot 0.25}{8760} \cdot 2 = 5.7 \cdot 10^{-7}$$

Для разъединителей:

$$q_{р110} = \frac{0,01 \cdot 0.1}{8760} = 1.14 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{р10} = \frac{0,01 \cdot 0.1}{8760} = 1.14 \cdot 10^{-7}$$

Для трансформаторов:

$$q_m = \frac{0,02 \cdot 20}{8760} = 4.6 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей:

$$q_{с110} = \frac{0,1 \cdot 2.8}{8760} + 0,005 \cdot (1.14 \cdot 10^{-7} + 1.14 \cdot 10^{-7}) + 0,003 \cdot 2 = 6,03 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{с10} = \frac{0,08 \cdot 1.3}{8760} + 0,005 \cdot (1,14 \cdot 10^{-7} + 4,6 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики. Параметр потокоотказов одной последовательной цепи:

$$\lambda_y = 0,012 + 0,006 = 0.018, \text{ 1/год.}$$

Время восстановления системы, состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{0,00536}{0,018 - 0,006} = 0,442, \text{ ч.}$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{0,105}{0,018} = 5,8, \text{ лет.}$$

В представленной главе произведен расчет чувствительности узлов к проводимости в узлах электрических подстанций. Выбраны оптимальные места внедрения и параметры КУ. Рассчитаны параметры режимов оптимальной схемы нормального и послеаварийного состояния текущего и прогнозного года, отмечены удовлетворительные показатели параметров режима, решена проблема перегрузки участков схемы в послеаварийном режиме. Определены показатели надежности ПС, в которых предлагается установка КУ. В следующей главе будет поведен выбор средств технической реализации и рассчитана экономическая целесообразность предлагаемых мероприятий.

4 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ

Показатели экономической эффективности проводимых мероприятий рассчитывают в целях обоснования целесообразности внедрения устройств управляющего воздействия. Сопоставление экономического эффекта и затрат на реализацию проекта определяет эффективность вложения инвестиций. Эффективность внедрение КУ оценивают по следующим технико-экономическим показателям:

- приведённые затраты;
- дисконтированные затраты;
- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- экономический эффект;
- рентабельность;
- срок окупаемости проекта.

Принятые к рассмотрению показатели в полной мере позволяют обосновать эффективность мероприятий в рамках поставленных задач. Первоначально следует выбрать марки и количество КУ.

4.1 Выбор средств технической реализации

На этапе расчета сенсорности узлов электрической схемы были определены мощности КУ и шины, в которых они внедрены. Узлами внедрения КУ определены шины ПС Широкая и ПС Смоляниново-тяга, проводимость КУ соответственно 3700 и 1700 мкСм, тип обоих устройств БСК. К установке на ПС Широкая и ПС Смоляниново-тяга выбраны соответственно БСК-110-50 и БСК-110-25. В маркировке устройств: БСК – батарея статических конденсаторов; номинальное напряжение оборудования, кВ; номинальная мощность устройства, Мвар.

Для подключения КУ к шинам ПС выбраны вакуумные выключатели серии ВРС-110. Их применяют для комплектации ОРУ 110 кВ трансформаторных подстанций или расширения существующих. Преимущества выключателей данной марки над элегазовыми:

- Стабильное состояние контактной группы ВРС-110 сохраняется на протяжении всего срока эксплуатации, а диэлектрические свойства элегаза снижаются (из-за накопления продуктов разложения в коммутационной камере при нарастании числа коммутаций).
- Коммутационный ресурс ВРС-110 - 10 000 циклов, что в 2 раза больше, чем у элегазовых аппаратов.
- ВРС-110 не нуждаются в техническом обслуживании до истечения 10 000 коммутационных циклов.
- Минимальные сроки монтажа (6-8 часов) и минимальные затраты на монтаж.
- ВРС-110 являются экологически чистым и не требуют дополнительных затрат на утилизацию, как элегазовые выключатели.
- Надежность выключателя ВРС-110 выше, чем у элегазового или воздушного (дугогасительная часть ВРС-110 содержит меньше подвижных деталей).
- Возможность эксплуатации в условиях низких температур (до -60° С) без дополнительного обогрева.

В таблице 87 приведена полная информация о внедряемом оборудовании.

Таблица 87 – Выбранное оборудование

Наименование ПС	Марка КУ	Марка выключателя
Широкая	2*БСК-110-25	2*ВРС-110
Смоляниново-тяга	2*БСК-110-12	2*ВРС-110

4.2 Расчет затрат проекта

Затраты на внедрение КУ рассчитывают формуле приведённых затрат:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (15)$$

где Z - приведённые затраты;

E - норматив дисконтирования, 0.12;

K - капиталовложения, обусловленные вводом нового оборудования;

I - издержки на реализацию объектов.

В представленной работе затраты на ввод КУ были рассчитаны, как произведение реактивной мощности этих устройств и удельной стоимости единицы реактивной мощности, где удельная стоимость 1 Мвар КУ принята $c_{\Delta Q} = 748.63$ тыс. руб/Мвар [103].

Стоимость выключателя марки ВРС составляет 3600 тыс. руб. с учётом НДС, к установке приняты два выключателя на каждой ПС. Тогда капиталовложения, рассчитанные по формуле (15) составят:

$$K = (74 \cdot 748.63 + 3600 \cdot 4) \cdot 10^{-3} = 69.799 \text{ млн. руб.}$$

Издержки определены по формуле (16):

$$I = I_p + I_A + I_{\Delta W}, \quad (16)$$

где I_p - издержки на ремонт объекта;

I_A - издержки на амортизацию;

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

Издержки на ремонт рассчитываются по формуле (17):

$$I_p = K \cdot \alpha_{КУ}, \quad (17)$$

где α_{KY} - норма отчислений на ремонт, 5.9 % [102].

$$I_p = 69.799 \cdot 0.059 = 4.118 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию рассчитываются по формуле (18):

$$I_A = \frac{K}{T_o}, \quad (18)$$

где T_o - срок службы объекта, 20 лет.

$$I_A = \frac{69.799}{20} = 3.49 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на покрытие потерь электроэнергии рассчитываются по формуле (19):

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

где ΔP - потери мощности в КУ;

T - число часов в году, 8760 ч.;

c_p - стоимость реализации электроэнергии, 2.54 тыс. руб/МВт·ч [103].

$$I_{\Delta W} = 0,222 \cdot 8760 \cdot 2,54 \cdot 10^{-3} = 4,94 \text{ млн. руб.}$$

$$I = 4,118 + 3,49 + 4,94 = 12,548 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные затраты составляют:

$$З = 69,799 \cdot 0,12 + 12,548 = 20,924 \text{ млн. руб.}$$

4.3 Расчет экономического эффекта

Системным эффектом в работе принят поток денежных средств, обусловленный снижением затрат на возмещение потерь электроэнергии и рассчитывается по формуле (20).

$$\mathcal{E} = \delta P \cdot T \cdot c_{\Delta W}, \quad (20)$$

где δP - снижению потерь в схеме, 1,63 МВт.

Системный эффект:

$$\mathcal{E} = 1,63 \cdot 8760 \cdot 2,54 \cdot 10^{-3} = 36,268 \text{ млн. руб.}$$

Чистым доходом называют величину системного эффекта, накопленного за расчётный период за вычетом суммарных затрат и рассчитывается по формуле (21). При расчёте чистого дохода и чистого дисконтированного дохода учитывается, что на реализацию проекта потребуется 2 года.

$$\text{ЧД} = \sum_{i=1}^{i=T} (\mathcal{E}_i) - 3, \quad (21)$$

где ЧД - чистый доход, млн. руб;

i - шаг расчётного периода, 1 год;

T - срок эксплуатации проекта, 20 лет.

$$\text{ЧД} = 668,168 \text{ млн. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается, как разность дисконтированного системного эффекта и дисконтированных затрат по формуле (22):

$$\text{ЧДД} = (\mathcal{E} - 3) \cdot (1 + E_{н.п.})^{-t}, \quad (22)$$

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

t - текущий год приведения.

Результаты расчёта ЧДД сведены в таблицу 88.

График изменения накопленного эффекта изображён на рисунке 13.

Из рисунка видно, что срок окупаемости проекта 3 года.

Таблица 88 – 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.)	10.46	10.46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эр (млн. руб.)	0	0	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27	36.27
(1+Е.н.п) ^г	1.00	1.12	1.25	1.4	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77	3.11	3.48	3.90	4.36	4.89	5.47	6.13	6.87	7.69	8.61
Результирующий эффект, млн.руб.	-10.46	-9.34	28.91	25.81	23.05	20.58	18.37	16.41	14.65	13.08	11.68	10.43	9.31	8.31	7.42	6.63	5.92	5.28	4.72	4.21
Итого, млн. руб.	-10.5	-19.8	9.1	34.9	58.0	78.6	96.9	113.3	128	141.1	152.7	163.2	172.5	180.8	188.2	194.8	200.7	206	210.7	214.9
ЧДД, млрд.руб	2.514																			

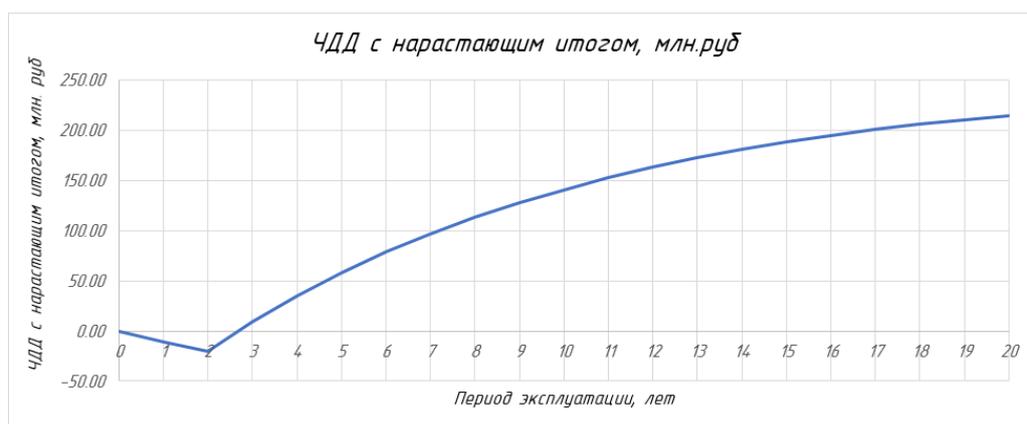


Рисунок 13 - График изменения накопленного эффекта

4.4 Оценка рентабельности проекта

Рентабельность инвестиций является одним из ключевых показателей эффективности вложений инвестиций, определяется по формуле (23):

$$R = \frac{ЧДД}{З} \quad (23)$$

$$R = \frac{214,957}{20,924} = 10,27$$

Индекс рентабельность превышает единицу, следовательно, проект является инвестиционно привлекательным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации рассмотрена проблема управляемости потоками реактивной мощности в электрической сети.

Для исследуемого объекта, эквивалента электрической сети Шкотовского района Приморского края, был проведен структурный анализ, рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы текущего и прогнозного года нормального и послеаварийного режима, дана оценка состояния схемы в этих режимах. Определены технологические потери в схеме текущего и прогнозного года в нормальном и послеаварийном режиме, которые составляют соответственно: 4.09, 5.1, 6.69, 8.88, 9.07, 10.6, 14.29, 21.72 МВт. Для схемы максимальных нагрузок 2026 года в послеаварийном режиме токовая загрузка составляет 101,9 о.е. на участке ПаГРЭС – Находка тяговая, поставлена задача приведения загрузки в допустимые пределы.

Управление потоками производилось за счёт внедрения устройств управляющего воздействия в сенсорные узлы схемы. Сенсорность узлов определена численно с помощью расчёта матрицы Якоби, оптимизируемой функцией выступили суммарные активные потери мощности в схеме. Проведены три итерационных расчета, максимальные отклики первых двух шагов составили -0,0035 и 0,0015 МВт/См. К установке приняты 2*БСК-110-50 и 2*БСК-110-25 соответственно на шинах ПС Широкая и ПС Смоляниново-тяга. Рассчитаны показатели надежности этих ПС, расчетное время восстановления которых для ПС Широкая и ПС Смоляниново-тяга равно 5,8 лет.

Результатом расчёта технико-экономических показателей проекта являются: дисконтированные затраты (20,924 млн. руб.), чистый (668,168 млн. руб.), чистый дисконтированный доход (214,957 млн. руб.) и чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом (2,514 млрд. руб.), срок окупаемости проекта (3 года) и рентабельность вложения инвестиций (10,27).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Жазылбек, Е. 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.

2 Управление потоками реактивной мощности АСУ / А. А. Терехова, И. А. Дьяков, А. И. Дьяков, К. В. Иванова // Инженерные технологии для устойчивого развития и интеграции науки, производства и образования : Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 15-летию Ассоциации "Объединённый университет имени В.И. Вернадского", Тамбов, 29–31 мая 2019 года. – Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, 2019. – С. 285-287.

3 Николаева, С. И. Управление потоками активной и реактивной мощности в электрических сетях : Методические указания по проведению лабораторных занятий для студентов, обучающихся по направлению подготовки магистров 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» / С. И. Николаева ; С.И. Николаева; ФГБОУ ВО Волгоградский ГАУ. – Волгоград : Волгоградский государственный аграрный университет, 2020. – 36 с.

4 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.

5 К вопросу автоматизации управления потоками реактивной мощности в системах электроснабжения / Р. А. Петухов, Е. Ю. Сизганова, Н. В. Сизганов, А. Н. Филатов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 7(138). – С. 123-146. – DOI 10.21285/1814-3520-2018-7-123-146.

6 К вопросу повышения качества энергоснабжения конечных потребителей путем автоматического управления потоками реактивной мощности в

городских распределительных сетях / А. В. Вагенлейтер, Д. А. Вагенлейтер, Ю. И. Ладыгин, А. В. Синеев // Векторы развития современной науки : Материалы V Международной научно-практической конференции, Уфа, 29–30 января 2018 года / Ответственный редактор О.Б. Нигматуллин. – Уфа: Автономная некоммерческая организация "Исследовательский центр информационно-правовых технологий", 2018. – С. 96-102.

7 Гашимов, А. М. Размещение шунтирующих реакторов в сетях высокого напряжения с применением нечетких ограничений / А. М. Гашимов, Г. Б. Гулиев, А. Р. Бабаева // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Международный научный семинар им. Ю.Н.Руденко, 91-е заседание семинара на тему «Методические и практические проблемы надежности систем энергетики», в 2-х книгах, Ташкент, 23–27 сентября 2019 года / Отв. ред. Н.И. Воропай. – Ташкент: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 157-166.

8 Черемисин, В. Т. Повышение эффективности распределительных электрических сетей железных дорог на основе мультиагентного метода управления режимами / В. Т. Черемисин, Е. А. Третьяков // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2019. – № 4. – С. 54-63. – DOI 10.17588/2072-2672.2019.4.054-063.

9 Гибкие системы передачи электрической энергии на Северо-Востоке России / Г. И. Давыдов, А. М. Хоютанов, П. Ф. Васильев, В. П. Кобылин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 5(136). – С. 115-121. – DOI 10.21285/1814-3520-2018-5-115-121.

10 Жалилов, А. О. Эффект от компенсирующих установок / А. О. Жалилов // Вестник транспорта Поволжья. – 2019. – № 2(74). – С. 96-100.

11 Каленик, В. А. Уменьшение потерь мощности в дальних линиях электропередачи при оптимальном регулировании / В. А. Каленик, А. В. Вильнер // Аллея науки. – 2018. – Т. 2. – № 9(25). – С. 737-743.

12 Качество электроэнергии, источники и средства компенсации реактивной мощности в электроэнергетических системах : Учебное пособие / С. Е. Герасимов, С. А. Иванов, А. А. Кузнецов [и др.]. – Санкт-Петербург : Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – 100 с. – ISBN 978-5-7422-7361-5. – DOI 10.18720/SPBPU/2/id21-24.

13 Автоматизированная система по повышению коэффициента мощности / Н. И. Цыгулев, В. К. Хлебников, Р. А. Галстян [и др.] // Кибернетика энергетических систем : Сборник материалов XLI международной научно-технической конференции, Новочеркасск, 15–17 октября 2019 года. – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2020. – С. 111-113.

14 Управление режимами распределительных электросетей городов в условиях слабой корреляции графиков активной и реактивной мощностей / Ф. П. Говоров, В. А. Новський, В. Ф. Говоров, А. К. Киндинова // Техническая электродинамика. – 2020. – № 4. – С. 60-66. – DOI 10.15407/techned2020.04.060.

15 Schmidt, L.; Ketelsen, S.; Padovani, D.; Mortensen, K.A. Improving the efficiency and dynamic properties of a flow control unit in a self-locking compact electro-hydraulic cylinder drive. In Proceedings of the ASME/BATH 2019 Symposium on Fluid Power and Motion Control, Longboat Key, FL, USA, 7–9 October 2019.

16 Чекалин, В. Г. Инновационные цифровые методы оценки характеристик потока электроэнергии в трехфазных промышленных сетях / В. Г. Чекалин // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2018. – № 1(6). – С. 29-36.

17 Разоков, Ф. М. Методы оптимизации режима работы высоковольтных электрических сетей 110 КВ / Ф. М. Разоков // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2018. – № 3(8). – С. 44-52.

18 Кронгауз, Д. Э. Актуальная концепция компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / Д. Э. Кронгауз // Промышленная энергетика. – 2022. – № 1. – С. 35-43. – DOI 10.34831/EP.2022.25.33.005.

19 Жалилов, А. О. Эффективность компенсирующих установок / А. О. Жалилов // Безопасность транспорта и сложных технических систем глазами молодежи : Материалы Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Иркутск, 10–13 апреля 2018 года. – Иркутск: Иркутский государственный университет путей сообщения, 2018. – С. 84-85.

20 Применение нечеткой логики для компенсации реактивной мощности в электрической сети / А. С. Хисматуллин, И. В. Прахов, Е. С. Григорьев, Р. Р. Шафеев // Международный технико-экономический журнал. – 2018. – № 4. – С. 13-19.

21 Ермолаева, Н. М. Математическое моделирование и оптимизация неоднородных систем электроснабжения с трансформаторными связями / Н. М. Ермолаева, Н. А. Кокорев, В. А. Щедрин // Вестник Чувашского университета. – 2019. – № 1. – С. 23-30.

22 Эргашев, К. Р. у. Методы регулировки напряжения / К. Р. у. Эргашев, А. В. у. Ашуров, Б. Б. Бойназаров // Universum: технические науки. – 2021. – № 11-5(92). – С. 58-62.

23 Айметов, И. О. Уровень развития интеллектуальных систем компенсации реактивной мощности для facts в России и за рубежом / И. О. Айметов, С. В. Маряхина, А. Г. Логачева // 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. 13-14.

24 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.

25 Сусакова, Т. В. Анализ влияния FACTS И HVDC устройств на функционирование автоматики ликвидации асинхронного режима / Т. В. Сусакова, А. Б. Аскарлов, Н. Ю. Рубан // Электроэнергетика глазами молодежи-2019 : материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции, Иркутск, 16–20 сентября 2019 года. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2019. – С. 66-70.

26 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.

27 Романовский, В. В. Анализ схемных решений гребных электрических установок с распределенной шиной постоянного тока / В. В. Романовский, В. А. Малышев, А. С. Бежик // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2019. – Т. 11. – № 1. – С. 169-181. – DOI 10.21821/2309-5180-2019-11-1-169-181.

28 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.

29 Николаева, С. И. Применение фазоповоротных трансформаторов для управления перетоками активной мощности по параллельным линиям электропередачи / С. И. Николаева, Н. В. Арванитаки // Развитие АПК на основе принципов рационального природопользования и применения конвергентных технологий : Материалы Международной научно-практической конференции,

проведенной в рамках Международного научно-практического форума, посвященного 75-летию образования Волгоградского государственного аграрного университета, Волгоград, 30 января – 01 2019 года. – Волгоград: Волгоградский государственный аграрный университет, 2019. – С. 416-422.

30 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.

31 Исследование влияния быстродействующих устройств режимного регулирования на показатели устойчивости / А. С. Лямов, С. В. Смолвик, С. А. Солодянкин [и др.] // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 1(78). – С. 35-44.

32 Каракаев, А. Б. Обзор исследований моделирования адаптивных систем автоматического управления компонентами электроэнергетических систем / А. Б. Каракаев, Г. А. Галиев // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2020. – Т. 12. – № 1. – С. 139-153. – DOI 10.21821/2309-5180-2020-12-1-139-153.

33 Патент № 2746921 С1 Российская Федерация, МПК H02J 3/38, H02J 5/00, H02M 7/08. Способ и устройство контроля конвертера : № 2020116226 : заявл. 23.10.2018 : опубл. 22.04.2021 / Ц. Ван, Ю. Лу, Н. Ван [и др.] ; заявитель НР ЭЛЕКТРИК КО., ЛТД, НР ЭНДЖИНИРИНГ КО., ЛТД.

34 Шигапов, И. А. Общая характеристика и классификация устройств facts / И. А. Шигапов // Аллея науки. – 2018. – Т. 4. – № 5(21). – С. 481-485.

35 Патент № 2693573 С1 Российская Федерация, МПК H02M 7/483, H02M 7/527, H02P 27/08. Бестрансформаторный многоуровневый преобразователь среднего напряжения и способ для управления бестрансформаторным многоуровневым преобразователем среднего напряжения : № 2018121281 : заявл. 13.11.2015 : опубл. 03.07.2019 / Л. Михалаке.

36 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.

37 Старченко, А. В. Оптимизация расстановки управляемых систем переменного тока методом роевого интеллекта / А. В. Старченко, А. Т. Хуссейн, А. В. Жигалкин // Кибернетика энергетических систем : Сборник материалов ХLI международной научно-технической конференции, Новочеркасск, 15–17 октября 2019 года. – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2020. – С. 195-202.

38 Hansen, A.H.; Asmussen, M.F.; Bech, M.M. Hardware-in-the-loop Validation of Model Predictive Control of a Discrete Fluid Power Take-Off System for Wave Energy Converters. *Energies* 2019, 12, 3668.

39 Pedersen, N.H.; Johansen, P.; Andersen, T.O. Feedback Control of Pulse-Density-Modulated Digital Displacement Transmission Using a Continuous Approximation. *IEEE/ASME Trans. Mechatronics* 2020, 25, 2472–2482.

40 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.

41 Khondoshko, Y. V. Research and Evaluation of the Efficiency of Improving the Quality of Electricity when Integrating Distributed Generation with Power Supply Systems / Y. V. Khondoshko, Y. V. Myasoedov, L. A. Myasoedova // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020, Vladivostok, 06–09 октября 2020 года. – Vladivostok, 2020. – P. 9271617. – DOI 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271617.

42 Бутович, В. А. Управляемые системы электропередачи переменного тока / В. А. Бутович // Li international correspondence scientific and practical conference "international scientific review of the problems and prospects of modern science and education", Boston, 22–23 ноября 2018 года. – Boston: PROBLEMS OF SCIENCE, 2018. – С. 40-41.

43 Абдылдаев, Р. Н. Применение управляемых шунтирующих реакторов для компенсации на линиях электропередач / Р. Н. Абдылдаев // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 3-1(61). – С. 58-60.

44 Абдылдаев, Р. Н. Применение управляемых шунтирующих реакторов для компенсации на линиях электропередач / Р. Н. Абдылдаев, А. Базарбаев // Известия Ошского технологического университета. – 2019. – № 1. – С. 123-128.

45 Sathish, Ch. Reactive Power Compensation in a Hybrid Renewable Energy System through Fuzzy Based Boost Converter / Ch. Sathish, I. A. Chidambram, M. Manikandan // Problems of the Regional Energetics. – 2022. – No 1(53). – P. 10-26. – DOI 10.52254/1857-0070.2022.1-53.02.

46 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.

47 Simulation of the electric power generation system on the basis of DFIG with active filtering capabilities and reactive power compensation / V. M. Mykhalskyi, V. M. Sobolev, V. V. Chopyk, I. A. Shapoval // Technical Electrodynamics. – 2018. – No 5. – P. 52-56. – DOI 10.15407/techned2018.05.052.

48 An influence of the facts upon an electrical network's mode during direct start-up of an asynchronous machine in the complex load's composition / O. F. Butkevych, O. I. Chyzhenko, O. M. Popovych, I. V. Trach // Technical Electrodynamics. – 2018. – No 6. – P. 62-68. – DOI 10.15407/techned2018.06.062.

49 Лоскутов, А. Б. Проблемы перехода электроэнергетики на цифровые технологии / А. Б. Лоскутов // Интеллектуальная электротехника. – 2018. – № 1. – С. 9-27. – DOI 10.46960/2658-6754_2018_1_9.

50 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.

51 Математическое моделирование быстродействующих устройств силового режимного регулирования и исследования их влияния на показатели / А. С. Шишкин, А. С. Лямов, А. В. Паздерин [и др.] // 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. 220-221.

52 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.

53 Hinda, A. Fuzzy second order sliding mode control of a unified power flow controller / A. Hinda, M. Khat, Z. Boudjema // Electircal engineering & electromechanics. – 2019. – No 6. – P. 55-61. – DOI 10.20998/2074-272X.2019.6.08.

54 Черемисин, В. Т. Эффективность замкнутых схем электроснабжения стационарных потребителей с управляемыми фактами в интеллектуальной электроэнергетической системе железных дорог / В. Т. Черемисин, Е. А. Третьяков, Г. Е. Головнев // Разработка и эксплуатация электротехнических комплексов и систем энергетики и наземного транспорта : Материалы третьей международной научно-практической конференции, Омск, 06 декабря 2018 года. – Омск: Омский государственный университет путей сообщения, 2018. – С. 287-292.

55 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.

56 Savina, N. V. Intellectualization of urban power distribution networks / N. V. Savina, Y. V. Myasoedov, L. A. Myasoedova // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings : electronic edition, Chelyabinsk, 16–19 мая 2017 года. – Chelyabinsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2017. – P. 8076249. – DOI 10.1109/ICIEAM.2017.8076249.

57 Пальчастая, А. А. Гибкая система регулирования передачи переменного тока / А. А. Пальчастая, В. В. Люкевич // Актуальные проблемы энергетики : Материалы 77-й научно-технической конференции студентов и аспирантов, Минск, 01–30 апреля 2021 года. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2021. – С. 18-21.

58 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.

59 Хасанов, Р. Р. Гибкие системы передачи переменного тока / Р. Р. Хасанов, С. В. Федоров // Достижения вузовской науки: от теории к практике : Сборник материалов II Всероссийской конференции с международным участием, Кумертау, 15 апреля 2019 года. – Кумертау: ООО "Кумертауская городская типография", 2019. – С. 132-136.

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

61 M.R. Gholami, O.A. Akbari, A. Marzban, D. Toghraie, G.A.S. Shabani, M. Zarringhalam The effect of rib shape on the behavior of laminar flow of oil/MWCNT nanofluid in a rectangular microchannel J Therm Anal Calorim, 134 (3) (2018), pp. 1611-1628.

62 Мясоедов, Ю. В. Facts технологии и применение их в энергосистеме Амурской области / Ю. В. Мясоедов, Г. Е. Музыченко, А. В. Федотов // 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. 97-101.

63 A.D. Zadeh, D. Toghraie Experimental investigation for developing a new model for the dynamic viscosity of silver/ethylene glycol nanofluid at different temperatures and solid volume fractions J Therm Anal Calorim, 131 (2) (2018), pp. 1449-1461.

64 Федив, Е. И. Гибкая система передачи переменного тока на базе преобразователей тока с полностью управляемыми тиристорами / Е. И. Федив, О. М. Сивакова // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2019. – № 52. – С. 28-32. – DOI 10.15407/publishing2019.52.028.

65 Мясоедов, Ю. В. Распределенная генерация. Перспективы и особенности / Ю. В. Мясоедов, А. В. Федотов, Г. Е. Музыченко // 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. 131-136.

66 Технический анализ компенсирующих устройств и определение области их применения для управления потоками реактивной мощности, Мясоедова, Л. А., Мясоедов, Ю. В., Намаконова, Н. А., Музыченко, Г.Е., УДК 621.316

67 H. Khodadadi, D. Toghraie, A. Karimipour Effects of nanoparticles to present a statistical model for the viscosity of MgO-Water nanofluid Powder Technol, 342 (2019), pp. 166-180.

68 Расчет параметров режима электрической сети с учетом изменяющегося реактивного сопротивления фазосдвигающего трансформатора / С. В. Локтионов, А. В. Кочергин, А. Н. Шаров, Г. С. Локтионов // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2021. – № 1. – С. 11-20. – DOI 10.24160/1993-6982-2021-1-11-20.

69 Чувашов, И. А. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока / И. А. Чувашов, Р. О. Кузнецов // Аллея науки. – 2018. – Т. 6. – № 10(26). – С. 240-243.

70 A. Shahsavari, S. Khanmohammadi, D. Toghraie, H. Salihepour Experimental investigation and develop ANNs by introducing the suitable architectures and training algorithms supported by sensitivity analysis: measure thermal conductivity and viscosity for liquid paraffin based nanofluid containing Al₂O₃ nanoparticles J Mol Liq, 276 (2019), pp. 850-860.

71 Соколов, Д. С. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока / Д. С. Соколов, М. С. Полуянова, Р. А. Дайчман // Студенческий вестник. – 2018. – № 1(21). – С. 88-90.

72 Hutcheson, J.; Abrahams, D.; MacPherson, J.; Caldwell, N.; Rampen, W. Demonstration of efficient energy recovery systems using digital displacement® hydraulics. In Proceedings of the BATH/ASME 2020 Symposium on Fluid Power and Motion Control, Bath, UK, 9–11 September 2020.

73 Zagar, P.; Kogler, H.; Scheidl, R.; Winkler, B. Hydraulic Switching Control Supplementing Speed Variable Hydraulic Drives. *Actuators* 2020, 9, 129.

74 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.

75 A.R. Gheynani, O.A. Akbari, M. Zarringhalam, G.A.S. Shabani, A.A. Alnaqi, M. Goodarzi, et al. Investigating the effect of nanoparticles diameter on turbulent flow and heat transfer properties of non-Newtonian carboxymethyl cellulose/CuO fluid in a microtube *Int J Numer Meth Heat Fluid Flow*, 29 (5) (2019), pp. 1699-1723.

76 T. Javed, M. Faisal, I. Ahmad Actions of viscous dissipation and Ohmic heating on bidirectional flow of a magneto-Prandtl nanofluid with prescribed heat and mass fluxes *Heat Transfer*, 49 (8) (2020), pp. 4801-4819.

77 Ребровская, Д. А. Линейная модель снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / Д. А. Ребровская, А. В. Кузнецов // Математические методы в технике и технологиях - ММТТ. – 2019. – Т. 4. – С. 11-17. – EDN TYOFEF.

78 I. Ahmad, I. Khurshid, M. Faisal, T. Javed, Z. Abbas Mixed convective flow of an Oldroyd-B nanofluid impinging over an unsteady bidirectional stretching surface with the significances of double stratification and chemical reaction *SN Applied Sciences*, 2 (9) (2020), p. 1599.

79 M. Faisal, I. Ahmad, T. Javed Numerical assessments of prescribed heat sources on unsteady 3D flow of Williamson nanoliquid through porous media *Special Topics & Reviews in Porous Media: An International Journal*, 12 (2) (2021), pp. 71-92.

80 Кузнецов, А. В. Упрощение модели оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / А. В. Кузнецов, Д. А. Ребровская, Ю. П. Юренков // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2019. – Т. 62. – № 4. – С. 82-89. – DOI 10.17213/0136-3360-2019-4-82-89. – EDN PGAAGU.

81 M.Z. Kiyani, T. Hayat, I. Ahmad, M. Waqas, A. Alsaedi Bidirectional Williamson nanofluid flow towards stretchable surface with modified Darcy's law Surf Interfaces, 23 (2021), Article 100872.

82 M.I. Khan, S. Qayyum, T. Hayat, M.I. Khan, A. Alsaedi Entropy optimization in flow of Williamson nanofluid in the presence of chemical reaction and Joule heating Int J Heat Mass Transf, 133 (2019), pp. 959-967.

83 Ребровская, Д. А. Анализ моделей снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / Д. А. Ребровская, А. В. Кузнецов // Математические методы в технике и технологиях - ММТТ. – 2020. – Т. 12-2. – С. 19-23. – EDN PННМУD.

84 Понявин, Н. С. Оценка влияния регулирования мощности средств компенсации реактивной мощности на режимы работы электрической сети / Н. С. Понявин, Е. А. Извеков // Молодежный вектор развития аграрной науки : материалы 69-й студенческой научной конференции, Воронеж, 12–22 марта 2018 года. – Воронеж: Воронежский государственный аграрный университет им. Императора Петра I, 2018. – С. 136-141. – EDN YVLQXC.

85 A. Aldabesh, S.U. Khan, D. Habib, H. Waqas, I. Tlili, M.I. Khan, et al. Unsteady transient slip flow of Williamson nanofluid containing gyrotactic microorganism and activation energy Alexandria Engineering Journal, 59 (6) (2020), pp. 4315-4328.

86 Когот, А. Ю. Оценка снижения потерь мощности при компенсации реактивной мощности на систему электроснабжения предприятия / А. Ю. Когот, Р. У. Галлямов, А. С. Хисматуллин // Проблемы получения, обработки и передачи измерительной информации, Уфа, 19–20 сентября 2019 года / Материалы II Международной научно-технической конференции. – Уфа: УГАТ,

2019. – С. 287-290. – EDN AMAKHG.

87 M. Azam, F. Mabood, T. Xu, M. Waly, I. Tlili Entropy optimized radiative heat transportation in axisymmetric flow of Williamson nanofluid with activation energy Results Phys, 19 (2020), Article 103576.

88 Малькова, Я. Ю. Определение оптимального места и мощности устройства компенсации реактивной мощности / Я. Ю. Малькова, Р. А. Уфа, Ю. Д. Бай // Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения : IX Международная научно-практическая конференция, Нур-Султан, 19 марта 2021 года / Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева. – Нур-Султан: Б. и., 2021. – С. 384-387. – EDN UJXSLK.

89 Дашков, В. М. Исследование степени компенсации реактивной мощности на потери активной мощности в элементах электрических сетей / В. М. Дашков, А. С. Квасова // Актуальные проблемы науки и техники : Материалы I Межвузовской научно-технической конференции с международным участием, посвященной 75-летию Победы в Великой Отечественной войне и 100-летию начала производства авиационной техники в городе Сарапуле, Сарапул, 01–31 мая 2020 года. – Сарапул: Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова, 2020. – С. 315-318. – EDN OIVDXZ.

90 Скиданова, А. Ю. Определение оптимальной мощности и места расположения внутри скважинной установки компенсации реактивной мощности / А. Ю. Скиданова, Д. П. Антипин // Наука и инновации XXI века : Сборник статей по материалам VI Всероссийской конференции молодых ученых, Сургут, 27 сентября 2019 года. – Сургут: Сургутский государственный университет, 2020. – С. 114-116. – EDN XMUUOU.

91 Дрей, Н. М. Компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях с малой установленной мощностью электроприемников / Н. М. Дрей, А. Г. Зиганшин, Г. М. Михеев // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности : материалы IV Международной научно-технической конференции, Чебоксары, 12–14 ноября 2020 года. – Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова,

2020. – С. 61-67. – EDN VYVLJW.

92 Грачева, Е. И. Некоторые особенности компенсации реактивной мощности / Е. И. Грачева, А. Н. Горлов, Д. Р. Минибаева. – Казань : Отечество, 2019. – 128 с. – ISBN 978-5-9222-1293-9. – EDN QSYPHF.

93 Байниязов, Б. А. Снижение потерь электроэнергии за счет регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности / Б. А. Байниязов, Г. З. Гауанов // Молодой ученый. – 2021. – № 23(365). – С. 9-12. – EDN CLWWOA.

94 Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс] : учебное пособие / А.Е. Немировский. — 2-е изд. — Электрон. текстовые данные. — М. : Инфра-Инженерия, 2018. — 148 с. — 978-5-9729-0207-1. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/78246.html>

95 Турегалиев, А. А. Анализ методов и систем компенсации реактивной мощности в сетях электроснабжения / А. А. Турегалиев // Наука в современном обществе: закономерности и тенденции развития : сборник статей Международной научно-практической конференции, Магнитогорск, 10 ноября 2018 года. – Магнитогорск: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2018. – С. 46-48. – EDN YQRPQT.

96 Корольков, Д. В. Автоматические установки компенсации реактивной мощности / Д. В. Корольков // Новые информационные технологии в научных исследованиях : Материалы XXIV Всероссийской научно-технической конференции студентов, молодых ученых и специалистов, Рязань, 13–15 ноября 2019 года. – Рязань: Рязанский государственный радиотехнический университет имени В.Ф.Уткина, 2019. – С. 309-310. – EDN EGQISF.

97 Самцов, И. А. Анализ средств компенсации реактивной мощности в сетях разного класса напряжения / И. А. Самцов, Е. Ю. Пузина // Технико-экономические проблемы развития регионов : Материалы научно-практической конференции / Иркутск, 20 декабря 2021 года. – Иркутск: Иркутский

национальный исследовательский технический университет, 2021. – С. 197-201. – EDN ZTFQNS.

98 Влияние гололедных нагрузок на надежность воздушных линий электропередачи / А. О. Ставнистов, И. А. Пашкин, Д. Г. Николайчук, Ю. В. Мясоєдов // 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.

99 Кулуев, Ж. О. Анализ компенсации реактивной мощности / Ж. О. Кулуев, Н. Т. Алдашева // Известия Ошского технологического университета. – 2018. – № 1-2. – С. 92-95. – EDN MTMISO.

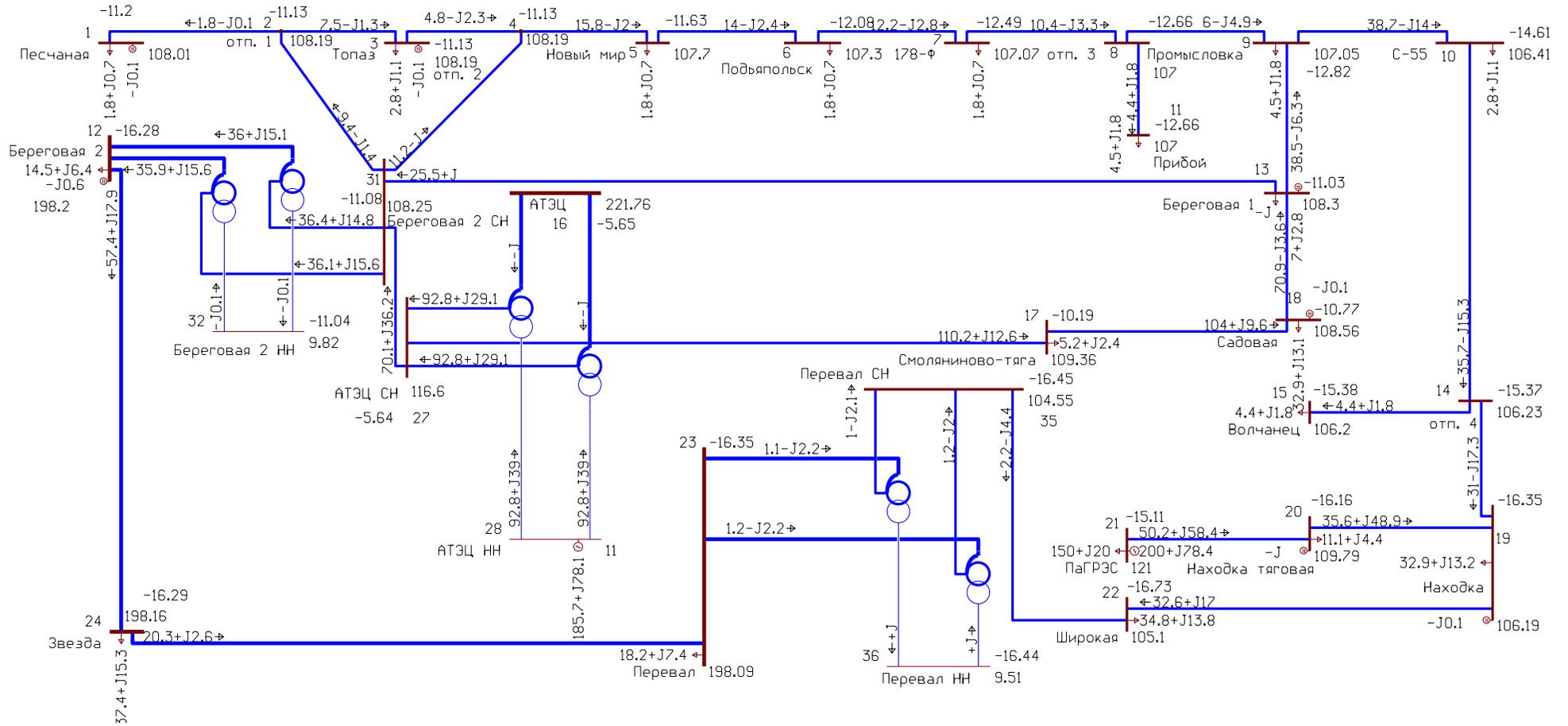
100 Чубаров, К. М. Использование устройств компенсации реактивной мощности для обеспечения статической устойчивости контролируемого сечения энергосистемы / К. М. Чубаров, В. В. Сенько // Интернаука. – 2021. – № 18-2(194). – С. 94-97. – EDN QKJIMU.

101 Гашимов, А. М. Размещение шунтирующих реакторов в сетях высокого напряжения с применением нечетких ограничений / А. М. Гашимов, Г. Б. Гулиев, А. Р. Бабаева // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Международный научный семинар им. Ю.Н.Руденко, 91-е заседание семинара на тему «Методические и практические проблемы надежности систем энергетики», в 2-х книгах, Ташкент, 23–27 сентября 2019 года / Отв. ред. Н.И. Воропай. – Ташкент: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 157-166. – EDN KQWNAР.

102 Ананичева, С. С. Справочные материалы для курсового и преддипломного проектирования / А. Л. Мызин, С. Н. Шелюг // ГОУ ВПО УГТУ–УПИ– 2021. — С. 48-50.

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

Приложение А Схема утяжелённого режима 2021 года



Приложение Б Схема нормального режима 2026 года

