

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
« ____ » _____ 2025 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей напряжением 220 кВ для усиления связи между операционными зонами Амурской и Якутской энергосистем в связи с вводом подстанции Невельская

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

Р.О. Никитенко

Руководитель

профессор,

канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

« _____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Никитенко Романа Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы Инновационное развитие электрических сетей напряжением 220 кВ для усиления связи между операционными зонами Амурской и Якутской энергосистем в связи с вводом подстанции Невельская

(утверждено приказом от 06.03.2025 №609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты контрольных замеров, нормальная схема электрических соединений Амурской области 500/220/110/35 кВ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования электрических сетей; Характеристика инновационного оборудования, применяемого в электрических сетях 220 кВ; Проектирование развития электрической сети амурской области в связи с подключением ПС 220 кВ Невельская; Выбор оптимального варианта развития сети; Расчет токов короткого замыкания; Проектирование подстанции 220 кВ Невельская.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Однолинейная схема; Анализ и сравнение Вариантов сети.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): _____

7. Дата выдачи задания 26.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 26.02.2025 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 165 с., 27 рисунков, 70 таблиц, 7 приложений, 64 источника.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, УСТРОЙСТВА РЗА, УСТРОЙСТВА АСУ ТП, УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, СИСТЕМНЫЙ ЭФФЕКТ.

В магистерской диссертации предложен методический подход по решению проблемы повышения режимной управляемости. Произведена апробация предложенной методики на эквиваленте электрической сети напряжением 220-500 кВ Амурской энергосистемы с центрами питания Зейская ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС.

Произведён структурный анализ схемно-режимной ситуации выбранного объекта исследования с актуальными и прогнозируемыми узловыми нагрузками. Прогнозируемые величины рассчитаны методом сложных процентов на период по 2030 год. Учтены различные режимы работы электрической сети. Расчёт параметров режима осуществлён в ПВК RastrWin3.

Рассмотрена экономическая эффективность предлагаемых вариантов рассматриваемой электрической сети на основании расчета технико-экономических показателей, произведен и обоснован выбор оптимального варианта повышения управляемости. Определены системные эффекты.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области вблизи города Тында	12
1.1 Экономическая характеристика района г. Тында	12
1.2 Краткая климатическая характеристика района и территориальные особенности	14
1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	18
1.4 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района проектирования	20
1.5 Вероятностные характеристики электрической нагрузки существующей сети	33
1.6 Анализ существующих режимов	41
1.7 Краткие выводы по разделу полученные в ходе анализа	57
2 Характеристика инновационного оборудования применяемого в электрических сетях 220 кВ при подключении новой подстанции в сеть	58
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования	58
2.2 Применение цифровой подстанции	61
2.3 Структура цифровой подстанции (ПС 220 кВ)	62
2.4 Основные принципы построения и структура АСУ ТП	65
2.5 Технологическая сеть АСУ ТП	69
2.6 Технические решения по противоаварийной автоматике	73
2.7 Технические требования к вновь устанавливаемым или модернизируемым устройствам ПА и УПАСК	78
2.8 Решения по интеграции в АСУ ЭЧ	80
2.9 Выводы	80
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС 220 кВ Невельская	81

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её проектировании	81
3.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	92
3.3 Анализ рассматриваемых схем распределительного устройства РУ 220 кВ	95
3.4 Анализ компоновочных решений вариантов схем распределительного устройства РУ 220 кВ	97
3.5 Оценка стоимости капиталовложений по вариантам схем РУ 220 кВ для ПС 220 кВ Невельская по методу дисконтированных затрат	99
3.6 Проверка номинального напряжения	107
3.7 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	108
4 Проработка развития электрической сети 220 кВ в районе города Тынды в связи с подключением подстанции Невельская	122
4.1 Расчет токов короткого замыкания	122
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции сети	124
4.3 Выбор и проверка оборудования	125
4.4 Изоляция и защита от перенапряжений	137
5 Выбор оптимального варианта развития сети	145
5.1 Окончательный выбор варианта сети	145
5.2 Расчет капиталовложений	145
5.3 Капитальные затраты в сооружение ПС	148
5.4 Расчет амортизационных отчислений	148
5.5 Расчет эксплуатационных затрат	149
5.6 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности	150
5.7 Оценка экономической эффективности проекта	152
Заключение	156
Библиографический список	158
Приложение А – Параметры существующего режима	166

Приложение Б – Расчет режима для варианта №1	168
Приложение В – Расчет режима для варианта №2	181
Приложение Г – Экономический анализ	193
Приложение Д – Выбор оборудования	197
Приложение Е – Расчет токов КЗ	200

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АДВ – устройство автоматической дозировки воздействия.
- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
- АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения;
- АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования.
- АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;
- АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
- АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АСУ ЭЧ – автоматизированная система управления электротехнической частью;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокая сторона;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДМЗ – демилитаризованная зона, сегмент сети, содержащий общедоступные сервисы и отделяющий их от частных;
- ИП – источник питания;
- ИЭУ – интеллектуальные электронные устройства;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство;
- КСТСБ – комплекс систем технических средств безопасности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛВС – локальная вычислительная сеть;
- ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкая сторона;
ОПН – ограничитель перенапряжения;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПДС – преобразователь дискретных сигналов;
ПТК АСУ ТП – программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РАС – регистратор аварийных событий;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РПН – регулирование под напряжением;
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
ССАС – сервер сбора и анализа сигналов;
ТМ – устройства телемеханики;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
Тр-р – узел трансформатора в модели RastrWin;
УСО – устройство связи с объектом;
ШСО – шкаф серверного оборудования.
ЩСН – щит собственных нужд;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие энергосистем Дальнего Востока сопровождается ростом нагрузок, необходимостью повышения надёжности межрегиональных электросетевых связей и обеспечения качественного электроснабжения удалённых территорий. При этом существующая сеть 220 кВ в Западном энергорайоне Амурской области и Южной Якутии функционирует на пределе пропускной способности, что ограничивает выдачу мощности Нерюнградской ГРЭС и сдерживает экономическое развитие региона. Ввод подстанции 220 кВ Невельская и внедрение инновационных решений в управлении режимами создаёт возможность оптимизировать сетевые потоки, повысить управляемость и надёжность энергосистемы. Это обуславливает актуальность разработки современных подходов к развитию электрических сетей и усилению межсистемных связей в данном направлении.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Западного энергорайона Амурской области на границе Амурской области и Южной Якутии, а также режимная ситуация указанного района.

Предмет исследования – инновационные технологии, применяемые на подстанциях для усиления межсистемных связей между операционными зонами Якутского РДУ и Амурского РДУ.

Целью магистерской диссертации – создание методического подхода, который будет способствовать инновационному развитию электрических сетей на напряжение 220 кВ в Западном энергорайоне Амурской области и усиление межсистемных связей между операционными зонами Якутского РДУ и Амурского РДУ в свете введения в эксплуатацию подстанции ПС 220 кВ Невельская и выдачи мощности в сеть 220 кВ Нерюнградской ГРЭС.

Для достижения поставленной цели требуется выполнить следующие задачи:

- Идентифицировать основные климатические и географические особенности области, где планируется реализация проекта;

- Провести анализ текущего состояния электрической сети Западного энергорайона Амурской области;
- Создать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования указанной территории в обычных и чрезвычайных ситуациях;
- Выбрать основные характеристики технических устройств для внедрения предложенных мероприятий;
- Разработать различные варианты инновационного развития электрической сети в западном энергорайоне Амурской области;
- Провести расчеты токов короткого замыкания и определить необходимое оборудование для подключения подстанций;
- Определить оптимальное решение для инновационного развития сети на основе оценки экономической эффективности и обеспечения надежности функционирования системы.

Научная новизна отражена в том, что в данной работе имеет место, усиление межсистемной связи между операционными зонами Якутского РДУ и Амурского РДУ, также использование инновационного оборудования с целью оптимизации уровней напряжения и загрузки ЛЭП в нормальных и послеаварийных режимах.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем экономически выгодное и инновационное техническое решение по осуществлению эффективного, а также надёжного электроснабжения объектов Западного энергорайона Амурской области и усиление межсистемных связей между операционными зонам Якутского РДУ и Амурского РДУ, а также нормализацию напряжения и токовой загрузки.

В данной работе проделано следующее: дана экономическая и климатическая характеристики Западного энергорайона Амурской области, а также рассмотрены территориальные особенности данного района, определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, произведен расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характери-

стика применяемого инновационного оборудования, разработаны варианты развития электрической сети Западного энергорайона Амурской области и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, для выбранного варианта произведен выбор оборудования на подстанции, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

Во время обучения были сделаны следующие публикации и выступления:

1. Всероссийская (национальная) научно-практическая конференция от 19.12.24. Тема: «Решения и требования по информационно-технологическим системам при строительстве подстанции ПС 220 кВ Невельская нового поколения»;

2. Молодежь XXI века: Шаг в будущее от 16.05.25. Тема: «Инновационное развитие электрических сетей напряжением 220 кв для усиления связи между операционными зонами амурской и якутской энергосистем в связи с вводом подстанции Невельская».

В данной магистерской работе были применены следующие программные приложения и комплексы.

– RastrWin3 – программно-вычислительный комплекс, позволяющий выполнять эквивалентирование, расчет, оптимизацию и анализ установившихся, аварийных и переходных режимов работы энергосистем;

– Mathcad 15.0 – программный комплекс из класса систем автоматизированного проектирования, предназначенный для математических расчетов;

– Microsoft Visio 2019 – программа, предназначенная для создания графических схем и диаграмм с широким набором инструментов.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В БЛИЗИ ГОРОДА ТЫНДА

Для успешной реконструкции электроэнергетической системы в западном районе Амурской области требуется проведение комплексного исследования климатических условий, характеристик электрических сетей, а также анализ экономической ситуации с целью выявления

1.1 Экономическая характеристика района г. Тында

Город Тында – монопрофильное муниципальное образование.

Основой экономики города является деятельность предприятий железнодорожного транспорта (ОАО «Российские железные дороги»). Экономика города и благополучие населения зависят от деятельности градообразующего предприятия.

Число учтенных субъектов всех видов экономической деятельности на 1 января 2025 года - 1476 единицу (данные Амурстат).

Промышленное производство среди организаций города, не относящихся к субъектам малого предпринимательства, представлено следующими видами: добыча полезных ископаемых - 9,8 процентов, производство и распределение электроэнергии и горячей воды - 68,8 процентов, обрабатывающие производства - 21,4 процента. Обрабатывающее производство представлено 19 субъектами хозяйствования (предприятия, организации) и 34 индивидуальными предпринимателями города. На территории города осуществляется производство продуктов питания, строительных материалов, корпусной мебели, полиграфическая деятельность, ремонт и техническое обслуживание железнодорожного подвижного состава.

Строительную деятельность, на территории города Тынды осуществляют 66 предприятий и 90 индивидуальных предпринимателей.

Системообразующее предприятие города ПАО «БамСтройМеханизация», а также крупные и средние строительные организации города специализируются на строительстве и реконструкции объектов на территории Дальнего Востока. Малые предприятия и индивидуальные предприниматели специализируются на производстве общестроительных, отделочных, монтажных работ.

По состоянию на 1 января 2025 года количество субъектов малого и среднего предпринимательства, зарегистрированных на территории города и внесенных в Единый реестр субъектов малого и среднего предпринимательства, составило 1 220 единиц.

Число плательщиков налога на профессиональный доход (самозанятых) 1 517 единиц.

Малые предприятия и индивидуальные предприниматели города производят замороженные полуфабрикаты, кондитерские изделия, кулинарную и хлебобулочную продукцию, напитки, бутилированную воду и квас живого брожения, строительные материалы, мягкую и корпусную мебель и пр.

Для индивидуальных предпринимателей непроеизводственная сфера экономики остается более привлекательной, чем реальный сектор экономики: в их структуре наиболее существенна доля розничной торговли.

Из всей сферы потребительских услуг ведущее положение занимает розничная торговля. В 2023 году на тысячу жителей приходилось 1287 кв. метров, что в 1,8 раза превышало существующий расчетный норматив.

Бытовое обслуживание населения в городе Тынде представляет собой деятельность бытовых служб по ремонту и техническому обслуживанию легковых автомобилей, по производству и ремонту мебели, ремонту и пошиву обуви, швейных изделий, ремонту бытовой и офисной техники, изготовлению металлоизделий, парикмахерских, саун и т.д.

В 2023 году на территории муниципального образования города Тынды потребители обслуживались в 54 предприятиях общественного питания различного

типа на 1 908 посадочных мест (без учета мест в столовых и буфетах). Обеспеченность посадочными местами на 1 тысячу жителей города составила 67 мест, что выше расчетного норматива в 1,9 раза.

По состоянию на 2025 год экономическая среда оценивается как благоприятная для масштабирования.

На рисунке 1.1. изображены границы муниципального Тындинского района.

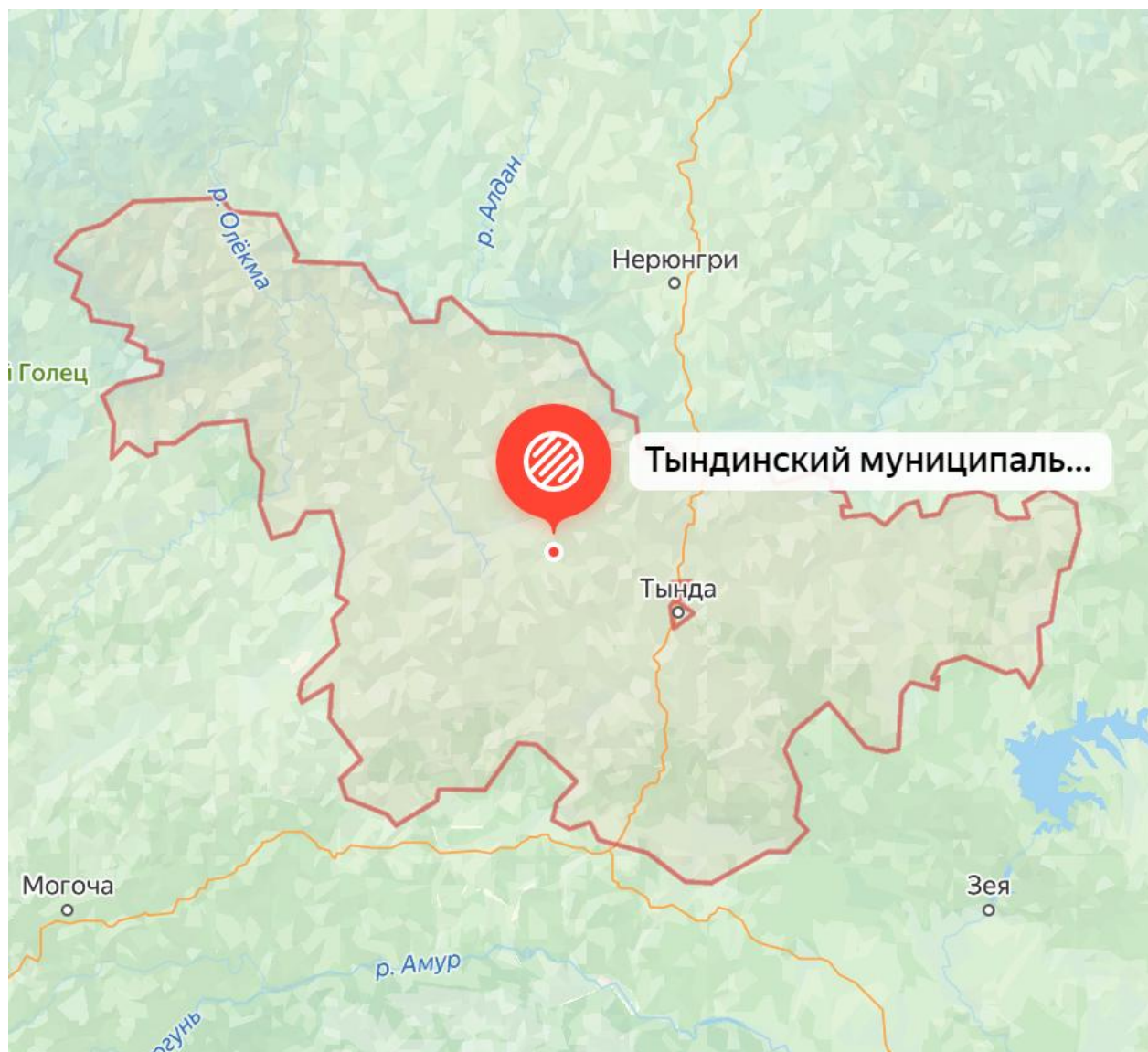


Рисунок 1.1 – Расположение Тындинского района

1.2 Краткая климатическая характеристика района и территориальные особенности

В административном отношении трасса вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ и ПС 220 кВ, независимо от вариантов проходят по территориям Тындинского и

Сковородинского районов Амурской области, а также Г.О. Тынды преимущественно по землям лесного фонда, землям населенных пунктов, а также сельскохозяйственного назначения и землям промышленности, энергетики, транспорта [54].

Начальным пунктом проектируемой трассы ВЛ 220 кВ является приемный портал ПС 500 кВ Даурия, расположенной в 1,2 км к югу от г. Сковородино, конечным пунктом являются приемные порталы проектируемого ПС 220 кВ Невельская, расположенный в 2,6 км к северо-западу от г. Тынды, в 8,8 км к северо-западу от ПС 220 кВ Тынды [54].

В геоморфологическом отношении представляет собой западную часть бассейна р. Алдан. Район прохождения ВЛ располагается в пределах своеобразных ландшафтных зон, соответствующих по широте таежной зоне с вкраплениями участков, характеризующихся высокогорными типами ландшафтов. Основными элементами рельефа являются здесь горные хребты, слаборасчлененные впадины и котловины, всхолмленные участки и равнины. Проектируемые трассы ВЛ 220 кВ проходят по залесенной всхолмленной местности с перепадом высот от 369 м до 1020 м в системе высот Балтийская 1977г. Горные условия территории Нерюнгринского района, расчлененность рельефа, большая влажность, не повсеместное распространение многолетнемерзлых пород способствовали образованию горных, маломощных, грубых по механическому составу почв, с укороченным почвенным профилем. Почвы территории супесчаные, щебнистые, каменистые, незасоленные.

Дорожная сеть развита хорошо и представлена федеральной дорогой А-360 “Лена”, региональными дорогами, лесными дорогами, а также Амуро–Якутской железнодорожной магистралью, Байкало-Амурской магистралью, забайкальской ж/д (Трансиб) Ближайшие населённые пункты – г. Тынды, г. Сковородино.

1.2.1 Краткая характеристика инженерно-гидрогеологических условий

Достаточно большое количество осадков (положительный водный баланс) и сложный рельеф обусловили развитие по территории прохождения проектируемых трасс ВЛ 220 кВ густой речной сети. Реки районов относятся к бассейнам Амура, Зеи, Нюкжи, Олекмы, Лены.

По условиям водного режима реки области относят к дальневосточному типу, что отражает климатические условия региона. Главную роль играет дождевое питание (75–85%), снеговое (7,5–22%) и подземное (2,5–7,5%).

Трасса пересекает такие реки как: Тында, Геткан, Сети, Рогачи, Бульба, Аимкан, Ононачи, Хаюкит, Ушумун, Муртыгит, Крестовка, Большой Невер и ручьи Правый Бурухинский, Сосновский, Извилистый, Медвежий, Еловый, руч. Россыпной.

Для рек области характерны 4 паводка. Весенний формируется в основном за счет снеготаяния, обычно кратковременный и невысокий. Летние паводки более часты и продолжительны. При затяжных, особенно ливневых дождях вода в реках прибывает до 1–2, а в узких долинах – до 3–4 м/сутки. Осенью (конец сентября – начало октября) начинается длительный спад уровня. При установлении ледостава из-за стеснения русла льдом уровень воды может резко повышаться (0,5–1,5 м).

1.2.2 Краткая характеристика метеорологических условий

В метеорологическом отношении район изысканий под проектируемые сооружения характеризуется как изученный. В окрестностях трассы ВЛ находятся метеостанции Тында, Сковородино.

Амурская область находится в зоне действия муссонной циркуляции умеренных широт. В целом климат резко континентальный с муссонными чертами.

Климат в Тындинском и Сковородинском муниципальных округах отличается резко-континентальными и муссонными чертами, что приводит к значительным сезонным контрастам. Данная территория Амурской области считается самой холодной в регионе. Зимний период здесь длительный, характеризуется морозами, сухостью и сильными ветрами, а также высоким уровнем солнечного

света (средняя температура в январе достигает -27°C). Весна имеет короткую продолжительность и начинается поздно, безморозный период устанавливается лишь к середине июня. Летние месяцы довольно жаркие и умеренно влажные (средняя температура в июле составляет $+18^{\circ}\text{C}$), с заметными суточными колебаниями температур: в дневное время температура может подниматься до $+34^{\circ}$ — $+37^{\circ}$, а ночью опускаться до $+13^{\circ}$ — $+16^{\circ}\text{C}$. Годовые колебания температур здесь достигают $60\text{--}70^{\circ}\text{C}$.

Муссоны играют ключевую роль в формировании и распределении осадков в течение года. В холодный сезон, который длится с ноября по март, уровень осадков, как правило, в десять раз ниже, чем в теплый период с апреля по октябрь. Февраль выделяется как месяц с наименьшим количеством осадков. Для региона в целом характерен летний пик осадков, когда в июне, июле и августе может выпасть до 70% от годовой нормы.

Снежный слой сохраняется на земле в течение 210 дней. Обычно первый снег выпадает в начале сентября или в первых числах октября. Снег начинает таять в середине или в конце апреля.

Таблица 1.1 – Значения температуры района проектирования

Месяцы	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$				
	Абсолютный минимум	Средний минимум	Среднемесячная	Средний максимум	Абсолютный максимум
Январь	-50,40	-32,12	-26,46	-16,77	-2,12
Февраль	-46,06	-28,08	-20,50	-10,20	4,14
Март	-40,00	-18,28	-10,40	-0,91	18,48
Апрель	-23,23	-4,14	2,32	10,50	26,26
Май	-8,99	3,54	11,01	19,39	34,64
Июнь	-0,91	10,61	17,68	25,35	42,42
Июль	3,13	14,75	20,50	27,37	38,38
Август	0,00	12,32	17,78	24,95	35,05
Сентябрь	-8,48	4,85	10,71	18,89	29,69
Октябрь	-25,76	-5,25	0,40	8,69	26,26
Ноябрь	-39,49	-20,10	-14,44	-5,15	9,70
Декабрь	-48,58	-29,90	-24,75	-15,15	0,10
Год	-50,40		-1,41		42,42

Условия для расчетов устанавливаются в соответствии с картами климатического районирования, относящимися к Амурской области, а также с ПУЭ. На иллюстрации 1.1 отображено местоположение Тындинского района, а расчетные параметры представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Расчетные условия района проектирования

Основные данные	Величина
Степень загрязненности атмосферы	Вторая (II)
Район по ветровой нагрузке	Район два (II)
Район по гололеду	Район три (III)
Сейсмичность района	Бал, шесть (VI)

Для выбора основного оборудования, устройств и материалов, будем использовать данные, приведенные выше.

1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Для определения эквивалента анализируемого участка сети и района, который будет отделён от энергосистемы региона, планируется подключение новых потребителей. В качестве эквивалента был выбран участок действующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ [56].

На схеме, представленной на рисунке 1.2, изображена карта территории, где осуществляется проектирование в Амурской области.

На рисунке 1.3 граф рассматриваемого участка сети.

В качестве аналога для изучаемого участка электрической сети были выбраны два генерационных объекта. Также отобраны две подстанции, работающие на напряжении 500 кВ, и подстанции, относящиеся к высшему классу напряжения 220 кВ. Эти объекты представлены в таблице 1.11 [56]. В следующем разделе приведены характеристики действующих сетей в рассматриваемом районе.

1.4 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района проектирования

1.4.1 Анализ источников питания

Зейская ГЭС

На Зейской гидроэлектростанции размещены генераторы (Г) с мощностями: 1Г, 2Г, 4Г, 5Г — по 225 МВт; 3Г и 6Г — по 215 МВт.

Основная электрическая схема гидроэлектростанции организована следующим образом: два гидрогенератора, обозначенные как №1 и №2, объединены в группы с трансформаторами повышающего типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242, которые обеспечивают выходную мощность на уровне 220 кВ. В то же время четыре других гидрогенератора, от №3 до №6, сгруппированы с трансформаторами ТЦ-250000/500 (для №3 - №5) и ТНЕРЕ-265000/525 (для №6), что позволяет им выдавать мощность на напряжении 500 кВ. Эти генераторы также объединены в более крупные блоки: 3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ. В 2008 году были заменены трансформаторы повышающего типа от компании АВВ для генераторов №1 и №6.

На гидроэлектростанции установлены два открытых распределительных устройства: одно с напряжением 500 кВ, другое — 220 кВ. Связь между этими двумя устройствами обеспечивается с помощью группы автотрансформаторов модели АОДЦН-167000/500/220-75-У1.

РУ ВН ЗГЭС:

U_{НОМ}: 500 кВ;

Схема распределительного устройства: полуторная (номер 17), открытое распределительное устройство; соединение осуществляется через автотрансформаторы с секциями шин через разветвление, состоящее из выключателей.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: по одному установлен на каждую шину.

Выключатели: по три устройства установлены на каждое из двух соединений.

Схема РУ 500 кВ показана на рисунке 1.4.

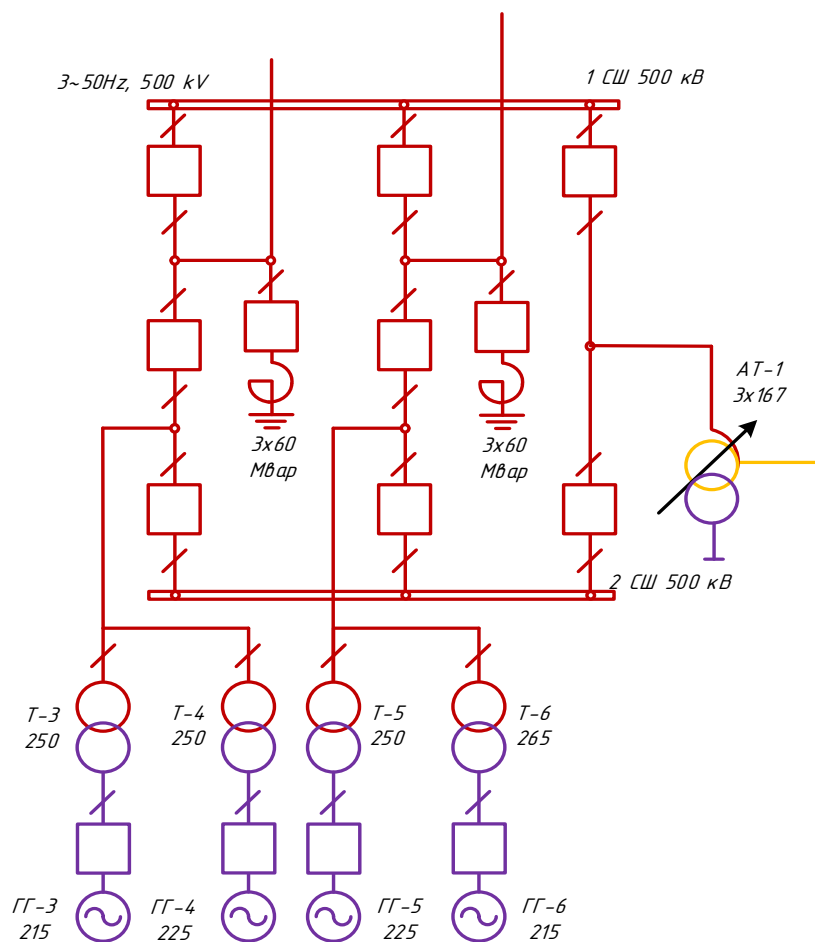


Рисунок 1.4 – Схема ЗГЭС 500 кВ

Основные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов, генераторов приведены соответственно в таблице 1.3 и таблице 1.4.

Таблица 1.3 – Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I _x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 1.4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

Схема распределительного устройства представляет собой одиночную секционированную шинную систему с обходной (№ 12Н) и открытым распределительным устройством (ОРУ). Она включает секционную связь, осуществляемую посредством двух обходных выключателей, что иллюстрируется на рисунке 1.5 [44].

Выключатели размещены по одному на каждую отходящую линию, по одному на каждый трансформатор и генератор, а также два на разветвлении подключения АТ к секциям шин.

Ключевые характеристики силовых трансформаторов и генераторов представлены в таблицах 1.5 и 1.6 соответственно.

Таблица 1.5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I _x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 1.6 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230

Нерюнгринская ГРЭС

Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35/10 кВ является ключевым источником электроэнергии. Эта тепловая электростанция находится в поселке Серебряный бор, расположенном в Нерюнгринском районе республики Саха (Якутия), и является составной частью АО ДГК. Установленная мощность НГРЭС составляет 570 МВт.

РУ ВН НГРЭС:

$U_{\text{НОМ}}$: 220 кВ;

Система шин, разделенная на рабочие секции с установленными выключателями и обходной схемой, подключает трансформаторы к секциям через отвлечение с выключателями (№ 12Н), ОРУ [44].

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по одному на шину.

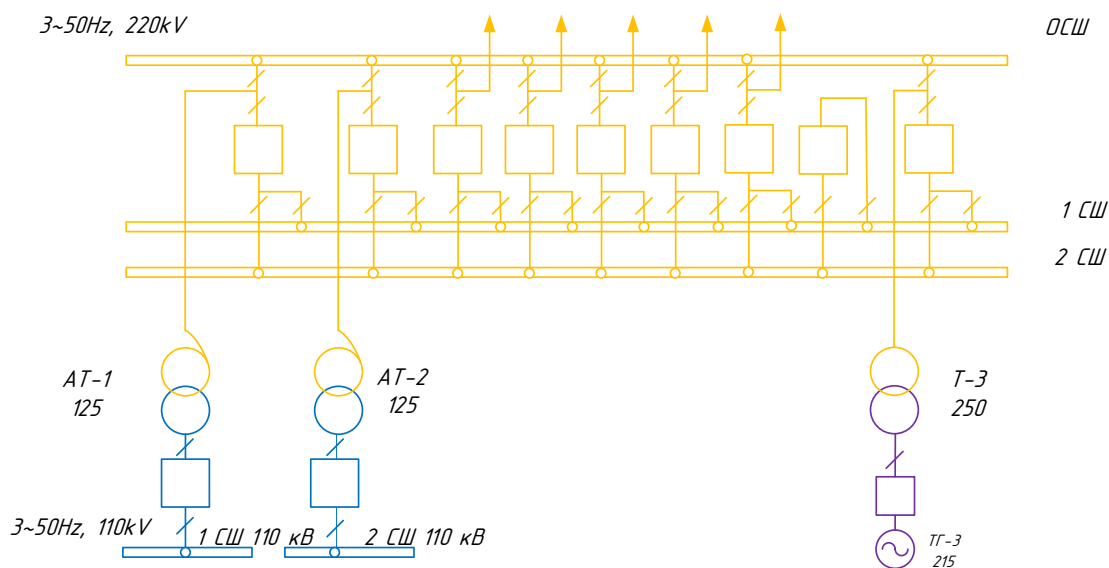


Рисунок 1.5 – Схема НГРЭС 220 кВ

Основные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов, генераторов приведены соответственно в таблице 1.7 и таблице 1.8 [56].

Таблица 1.7 – Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН–125000/220/110/35кВ	2	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТДЦ–250000/220/10 кВ	1	13			800	350	1600	0,4

Таблица 1.8 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТПЕ–214 СЗХЛ	1	335	15,75	125	230

РУ СН НГРЭС:

U_{НОМ}: 110 кВ;

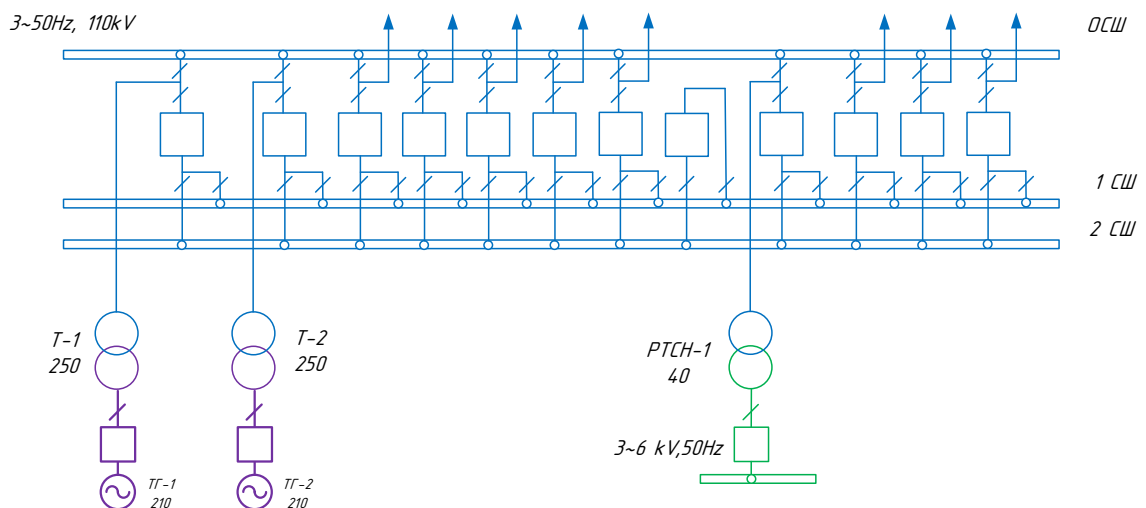


Рисунок 1.6 – Схема НГРЭС 110 кВ

Схема распределительного устройства (РУ) представляет собой одну рабочую секционированную систему шин, используются выключатели и обходная

система шин. Трансформаторы подключаются к секциям шин через развилку, выключателей (№ 12Н), а также открытое распределительное устройство (ОРУ) [44].

Общее число ячеек составляет: 7 линейных, 3 трансформаторных и 1 обходная.

Ключевые характеристики силовых трансформаторов и генераторов представлены в таблицах 1.9 и 1.10 соответственно.

Таблица 1.9 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ–250000/220/10 кВ	2	13			800	350	1600	0,4

Таблица 1.10 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТПЕ–214 СЗХЛ	2	335	15,75	125	230

1.4.2 Структурный анализ ПС

В разделе осуществлен анализ подстанций в зависимости от их способа подключения к сети, изучим схемы распределительных устройств, а также количество и типы трансформаторов, которые установлены на подстанциях в проектируемом районе.

В таблице 1.11 представлен анализ подстанций в исследуемом районе, основанный на методах подключения к сети.

Описание ПС 220 кВ Тынды. Узловой подстанцией в городе Тынды, является ПС 220 кВ Тынды. Подстанция соединена с энергосистемой через семь линий электропередачи напряжением 220 кВ, среди которых можно выделить: ВЛ 220 кВ Даурия – Тынды, ВЛ 220 кВ Сковородино – Тынды, ВЛ 220 кВ Тынды

– Нагорный, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында, ВЛ 220 кВ Тында – Дипкун, ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи и ВЛ 220 кВ Тында – Лопча [54].

Связь между энергосистемами Республики Саха (Якутия) и Амурской области осуществляется посредством линий электропередачи ВЛ 220 кВ Тында – Нагорный и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында [54].

Подстанция 220 кВ Тында имеет распределительное устройство 220 кВ, выполненное по схеме КРУЭ-220 кВ № 220-13, представляющей собой «две рабочие секции шин». Для распределительного устройства 110 кВ используется схема «одна секционированная система сборных шин» (№ 110-9) [44]. Связь между РУ 220 кВ и 110 кВ осуществляется через два автотрансформатора АТДЦТН 63000. В распределительном устройстве 35 кВ применяется схема «одна рабочая секционированная система шин с выключателем» (№ 35-9) [44]. На подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220/110/35, каждый из которых имеет мощность 63 МВА. Ввод в эксплуатацию автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 состоялся в 2012 и 1982 годах соответственно. Также на подстанции функционируют два трансформатора ТДТН-40000/110-УХЛ-1, мощностью по 40 МВА, которые были введены в эксплуатацию в 2012 году. Распределительное устройство на уровне 220 кВ построено на основе комплектного распределительного устройства элегазового типа и включает 15 ячеек.

Описание ПС 500 кВ Даурия. Одним из ключевых узлов электроснабжения западного энергорайона является подстанция 500 кВ Даурия. В рамках реализации данного проекта предусмотрено сохранение проектной схемы распределительного устройства 220 кВ по типу № 220-13 «Две рабочие системы шин», с возможностью перехода на нестандартную конфигурацию «Две рабочие секционированные системы шин с двумя шиносоединительными выключателями», основанную на типовой схеме № 220-14 [44]. На территории открытого распределительного устройства 220 кВ подстанции 500 кВ Даурия, в пределах ограждения, предусмотрены резервные места для установки ячеек 220 кВ, которые будут использоваться для подключения линий электропередачи. В настоящее время

схема открытого распределительного устройства 500 кВ имеет нестандартное исполнение. ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ соединены с помощью группы автотрансформаторов 3хАТДЦТН 167000. К распределительному устройству 220 кВ подключены следующие линии: ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2, КВЛ 220 кВ Даурия – Тында и ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т.

Описание ПС 220 кВ Лопча. Электрическая подстанция 220 кВ Лопча организована по следующим схемам соединений: для ОРУ 220 кВ используется схема «одна рабочая секционированная система шин» (№ 220-9) [44], ОРУ 35 кВ – схема «одна секционированная система сборных шин» (№ 35-9) [44], ЗРУ 10 кВ применяется схема «одна секционированная выключателем система сборных шин» (№ 10-1) [44]. На данной подстанции размещено основное оборудование, состоящее из двух трансформаторов ТДТН-25000/220-70, каждый из которых имеет мощность 25 МВА. Ввод в эксплуатацию трансформаторов Т-1 и Т-2 осуществлён в 1985 году. К ОРУ 220 кВ подключены следующие линии: ВЛ 220 кВ Лопча – Хани, ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали, ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча и КВЛ 220 кВ Лопча – Тында.

Описание ПС 220 кВ Хорогочи. На подстанции 220 кВ Хорогочи реализованы схемы электрических соединений, которые включают: ОРУ-220 кВ – схему «мостик с выключателями в трансформаторных цепях и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (№ 220-5АН) [44]. ОРУ-35 кВ – схему «одна секционированная система сборных шин» (№ 35-9). ЗРУ 10 кВ – схему «одна секционированная система сборных шин с выключателем» (№ 10-1) [44]. В состав основного оборудования подстанции входят два трансформатора ТДТН 25000/220/35/10-70 У1, каждый мощностью 25 МВА. Ввод в эксплуатацию трансформаторов Т-1 и Т-2 был осуществлён в 1985 году. На момент проведения исследования их срок службы превышает 30 лет. К ОРУ-220 кВ подключены линии: КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи и ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча.

Описание ПС 220 кВ Сковородино. На подстанции 220 кВ Сковородино реализованы различные схемы электрических соединений. Для ОРУ-220 кВ используется схема «одна рабочая секционированная с выключателем и обходная система шин» (№ 220-12) [44]. ОРУ-110 кВ представлена схемой «одна секционированная система сборных шин с обходной системой» (№ 110-12) [44]. Для ОРУ-35 кВ применяется схема «одна секционированная система сборных шин» (№ 20-9) [44]. В свою очередь, ЗРУ 10 кВ основана на схеме «одна секционированная система сборных шин с выключателем» (№ 10-1) [44], а КРУН 10 кВ также использует схему «одна секционированная система сборных шин с выключателем» (№ 10-1) [44].

На данной подстанции установлено основное оборудование, включающее два автотрансформатора АДЦТН 63000/220/110/35-У1 и АДЦТН 63000/220/110/35-78У1, каждый из которых имеет мощность 63 МВА. Ввод в эксплуатацию трансформатора АТ-1 состоялся в 1977 году, а АТ-2 — в 1981 году. Также имеются два трансформатора ТДТН-25000/110/35/10, каждый мощностью 25 МВА, которые были введены в эксплуатацию в 1978 и 1980 годах соответственно.

Компоновка ОРУ-220 кВ выполнена на основе пространственных конструкций из металла и железобетона с однорядным расположением выключателей, при этом шаг ячеек составляет 15,4 метра. К ОРУ-220 кВ подключены несколько линий: ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2, КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында, ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т, а также две цепи ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т (I и II цепи).

Таблица 1.11 – Характеристика подстанций

Название ПС	№ СТ	Марка СТ	Схема РУ	Способ присоединения к электрической сети
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Светлая	1	АТДЦТН-63000	12-Одна рабочая секционированная и обходная система шин	Узловая
	2	АТДЦТН-63000		
	3	ТДТН-20000/220		
	4	ТДТН-20000/220		
ПС 220 кВ Энергия	1	ТДТН-40000/220	Нетиповая	Отпаечная
	2	ТДТН-40000/220		
ПС 220 кВ Ключевая	1	ТДТН-25000/220	11-Одна рабочая секционированная и обходная секции шин	Узловая
	2	ТДТН-25000/220		
ПС 220 кВ Сулус/т	1	ТДТН-25000/220	5Н-Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора	Проходная
	2	ТДТН-25000/220		
ПС 220 кВ Магдагачи	1	ТДТН-25000/220	11-Одна рабочая секционированная и обходная секции шин	Узловая
	2	ТДТН-40000/220		
	3	ТДТН-40000/220		
	4		13-Две рабочие системы шин	
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	ТДТН-40000/220	5Н-Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора	Проходная
	2	ТДТН-40000/220		
ПС 220 кВ Талдан/т	1	ТДТН-40000/220	Нетиповая	Отпаечная
	2	ТДТН-40000/220		

Продолжение таблицы 1.11

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	ТДТН- 40000/220	5Н-Мостик с выключате- лями в цепях трансформа- тора и ремонтной пере- мычкой со стороны транс- форматора	Проходная
	2	ТДТН- 40000/220		
ПС 220 кВ Сковоро- дино	1	АТДЦТН- 63000	11-Одна рабочая секцио- нированная и обходная секции шин	Узловая
	2	АТДЦТН- 63000		
ПС 500 кВ Даурия	1	3х АТДЦТН- 63000		Узловая
ПС 220 кВ Тында	1	АТДЦТН- 63000	13-Две рабочие системы шин	Узловая
	2	АТДЦТН- 63000		
ПС 220 кВ Лопча	1	ТДТН- 40000/220	9-Одна рабочая секцио- нированная система шин	Узловая
	2	ТДТН- 40000/220		
ПС 220 кВ Хорогочи	1	ТДТН- 25000/220	5Н-Мостик с выключате- лями в цепях трансформа- тора и ремонтной пере- мычкой со стороны транс- форматора	Проходная
	2	ТДТН- 25000/220		
ПС 220 кВ Дипкун	1	ТДТН- 25000/220	5Н-Мостик с выключате- лями в цепях трансформа- тора и ремонтной пере- мычкой со стороны транс- форматора	Проходная
	2	ТДТН- 25000/220		
ПС 220 кВ Тутаул	1	ТДТН- 25000/220	5Н-Мостик с выключате- лями в цепях трансформа- тора и ремонтной пере- мычкой со стороны транс- форматора	Проходная
	2	ТДТН- 25000/220		
ПС 220 кВ Тутаул	1	ТДТН- 25000/220	5Н-Мостик с выключате- лями в цепях трансформа- тора и ремонтной пере- мычкой со стороны транс- форматора	Проходная
	2	ТДТН- 25000/220		

Продолжение таблицы 1.11

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Призейская	1	ТДТН- 25000/220	11 - Одна рабочая, секционированная и обходная секции шин	Узловая
	2	ТДТН- 25000/220		
ПС 220 кВ Эльгауголь	1	АТДЦТН- 63000	Четырехугольник	Тупиковая
	2	АТДЦТН- 63000		
ПП 220 кВ Нагорный	-		Четырехугольник	Проходная
ПП 500 кВ Агорта	-		Четырехугольник	Проходная

1.4.3 Структурный анализ ЛЭП

В этом разделе осуществим анализ линий электропередач, которые располагаются в области проектирования, а также определим их длину, сечение и тип проводов.

В таблице 1.12 представлены ключевые параметры линий электропередачи на изучаемом районе сети.

Электрическая сеть обладает комплексной замкнутой архитектурой, что способствует ее высокой устойчивости к аварийным ситуациям, однако усложняет задачи по ее контролю и управлению. Такая структура сети отличается увеличенной надежностью в обеспечении электроснабжения.

Таблица 1.12 – Характеристика ЛЭП

Наименование линии	Напряжение, кВ	Марка провода	Длина, км
1	2	3	4
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	500	3хАС-330/43	4,49
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	500	3хАС-330/43	3,97
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	500	3хАС-330/43	272,87
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	220	АС-300/39	94,9
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	220	АС-300/39	184

Продолжение таблицы 1.12

1	2	3	4
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	220	АС-300/39	107
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	220	АС-300/39	156,78
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында	220	АС-300/39	155,3
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	220	АС-300/39	1,58
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	220	АС-300/39	1,598
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	220	АС-300/39	28,476
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	220	АС-300/39	125,3
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	220	АС-300/39	114,9
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	220	АСО-300/39	35,95
2ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	220	АСКПЗ-400/51	138,5
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	220	АС-300/39	54,6
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	220	АС-240/39	33,6
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	220	АС-240/39	20,6
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	220	АСО-300/39	112,3
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	АС-240/39	10,1
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	АС-240/39	10,38
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	220	АС-300/39	183,8
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	220	АС-300/61	98,7
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	220	АСО-300/39	54,3
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	220	АС-300/39	147,8
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	220	АС-300/39	74,54
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча;	220	АС-300/39	87,1;
КВЛ 220 кВ Лопча – Тында	220	АС-300/39	160,1;
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1;	220	АС-300/39	268
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	220	АС-300/39	268

На основе проведенного структурного анализа можно заключить, что исследуемый район получает электрическую энергию от двух электростанций. В этом районе доминируют сети с напряжением 220 кВ. Линии электропередач

напряжением 220 кВ в данном районе отличаются значительной протяженностью. Подстанции, в основном функционируют как транзитные по типу подключения. Большая часть подстанций данного района обеспечивает питание для тяговых нагрузок.

1.5 Вероятностные характеристики электрической нагрузки существующей сети

Ключевыми целями этого раздела являются обнаружение проблем, связанных с режимами, а также оценка необходимости и целесообразности модернизации сети и оптимизации работы для подключения новой подстанции.

Для определения режимов применялся программный комплекс «RastrWin». В качестве начальных данных были использованы результаты контрольных замеров по подстанциям в Амурской области за период с 2019 по 2024 годы, стандартная схема электрических соединений объектов энергетики, расположенных в операционной зоне Амурского РДУ на 2024 год, план распределения потоков Амурских электрических сетей на 2024 год.

В работе использовались данные контрольных замеров, полученные на соответствующих подстанциях, для определения максимальных и минимальных значений нагрузок за период с 2019 по 2024 год. Максимальные нагрузки были зафиксированы в зимний период во время часов, когда наблюдаются пиковые нагрузки, тогда как минимальные значения были определены на основе летних измерений в часы, когда нагрузки достигают своего минимума. Информация о нагрузках представлена в таблице 1.13 [54].

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 1.13 – Нагрузки по данным контрольного замера 2024 года

Название ПС	17.12.24, 18:00			21.06.24, 18:00		
	Актив- ная мощ- ность по дан- ным КЗ, МВт	Реактив- ная мощ- ность по данным КЗ, МВар	Напряде- ние U, кВ	Активная мощность по дан- ным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Напряжение U, кВ
1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ БАМ-Т	5,64	3,56	237	3,38	2,14	234
ПС 220 кВ Гонжа-т	13,00	12,00	239	7,80	7,20	227
ПС 220 кВ Дипкун	22,06	19,72	236	13,24	11,83	215
ПС 220 кВ Ерофей Пав- лович-т	2,38	0,59	238	1,43	0,35	226
ПС 220 кВ Ключевая	35,09	3,87	228	21,05	2,32	217
ПС 220 кВ Лопча	7,00	3,50	228	4,20	2,10	226
ПС 220 кВ Магдагачи	1,63	0,59	225	0,98	0,35	223
ПС 220 кВ Призерская	0,10	0,10	239	0,06	0,06	227
ПС 220 кВ Светлая	10,20	3,19	225	6,12	1,91	223
ПС 220 кВ Сгибеево-т	6,25	2,57	228	3,75	1,54	235
ПС 220 кВ Сковородино	17,00	17,00	237	10,20	10,20	234
ПС 220 кВ Сковородино- т	48,34	15,08	233,1	29,00	9,05	221
ПС 220 кВ Сковородино- т	48,34	15,08	233,1	29,00	9,05	221
ПС 220 кВ Сулус-т	27,14	31,19	226,5	16,28	18,71	215
ПС 220 кВ Талдан-т1	24,00	12,00	231,9	14,40	7,20	229
ПС 220 кВ Талдан-т2	20,02	11,28	231,9	12,01	6,77	229
ПС 220 кВ Тутаул	20,02	11,28	236,4	12,01	6,77	224

Продолжение таблицы 1.13

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Тында	0,30	0,15	240,8	0,18	0,09	228
ПС 220 кВ Хорогочи	3,60	1,07	241,6	2,16	0,64	236
ПС 220 кВ Эльгауголь	28,30	29,90	224,1	16,98	17,94	231
ПС 220 кВ Энергия Т-1	22,50	11,25	232,5	13,50	6,75	235
ПС 220 кВ Энергия Т-2	11,98	6,25	232,5	7,19	3,75	235

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

«Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i ; \quad (1.1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i ; \quad (1.2)$$

где T – период;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям [57]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} ; \quad (1.3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} ; \quad (1.4)$$

Максимальная мощность представляет собой среднее значение мощности, зафиксированное в течение получаса, когда наблюдается пик нагрузки в энергосистеме. Для определения вероятностного максимума мощности используется статистический подход, основанный на распределении Стьюдента, что позволяет учитывать неопределенности и вариации в нагрузке. Применение коэффициента Стьюдента способствует более точной оценке вероятностных характеристик нагрузки, что, в свою очередь, обеспечивает надежность и эффективность проектирования энергетических систем.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.5)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.6)$$

где $P_{\max}, Q_{\max}$ – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

Минимальная мощность в энергосистеме определяется как среднее значение нагрузки в часы, когда наблюдается минимум нагрузок.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.7)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1.8)$$

Прогнозируемые мощности для подстанций (ПС) в электрических сетях могут быть определены аналогичным образом. Для каждой подстанции рассчитываются прогнозируемые значения нагрузки на основе исторических данных, сезонных колебаний, а также ожидаемых изменений в потреблении электроэнергии, результаты расчета представлены в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Прогнозируемы нагрузки на 2030 год

Название ПС	Прогнозируемы нагрузки		Прогнозируемы нагрузки	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Гонжа-т	15,17	14,00	9,10	8,40
ПС 220 кВ Дипкун	25,74	23,01	15,45	13,80
ПС 220 кВ Ерофей Павлович-т	2,78	0,69	1,67	0,41
ПС 220 кВ Ключевая	40,94	4,52	24,56	2,71
ПС 220 кВ Лопча	8,17	4,08	4,90	2,45
ПС 220 кВ Магдагачи	1,90	0,69	1,14	0,41
ПС 220 кВ Призерская	0,12	0,12	0,07	0,07
ПС 220 кВ Светлая	11,90	3,72	7,14	2,23
ПС 220 кВ Сгибеево-т	7,29	3,00	4,38	1,80
ПС 220 кВ Сковородино	19,83	19,83	11,90	11,90
ПС 220 кВ Сковородино-т	56,40	17,59	33,83	10,56
ПС 220 кВ Сковородино-т	56,40	17,59	33,83	10,56
ПС 220 кВ Сулус-т	31,66	36,39	18,99	21,83
ПС 220 кВ Талдан-т1	28,00	14,00	16,80	8,40
ПС 220 кВ Талдан-т2	23,36	13,16	14,01	7,90
ПС 220 кВ Тугаул	23,36	13,16	14,01	7,90
ПС 220 кВ Тында	0,35	0,18	0,21	0,11
ПС 220 кВ Хорогочи	4,20	1,25	2,52	0,75
ПС 220 кВ Эльгауль	33,02	34,88	19,81	20,93
ПС 220 кВ Энергия Т-1	26,25	13,13	15,75	7,88
ПС 220 кВ Энергия Т-2	13,98	7,29	8,39	4,38

В таблице 1.15 представлены вероятностные параметры электрических нагрузок действующей сети.

В таблице 1.16 представлены вероятностные параметры электрических нагрузок с учетом прогноза на 2030 год.

Таблица 1.15 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети

Название ПС	Период зимних нагрузок						Период зимних нагрузок					
	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 220 кВ Гонжа-т	8,39	7,74	8,13	7,50	13,00	12,00	5,03	4,65	4,88	4,50	7,80	7,20
ПС 220 кВ Дипкун	14,23	12,72	13,79	12,33	22,06	19,72	8,54	7,63	8,28	7,39	13,24	11,83
ПС 220 кВ Ерофей Пав- лович-т	1,54	0,38	1,49	0,37	2,38	0,59	0,92	0,23	0,89	0,22	1,43	0,35
ПС 220 кВ Ключевая	22,64	2,50	21,93	2,42	35,09	3,87	13,58	1,50	13,16	1,45	21,05	2,32
ПС 220 кВ Лопча	4,52	2,26	4,38	2,19	7,00	3,50	2,71	1,35	2,63	1,31	4,20	2,10
ПС 220 кВ Магдагачи	1,05	0,38	1,02	0,37	1,63	0,59	0,63	0,23	0,61	0,22	0,98	0,35
ПС 220 кВ Призерская	0,06	0,06	0,06	0,06	0,10	0,10	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06	0,06
ПС 220 кВ Светлая	6,58	2,06	6,38	1,99	10,20	3,19	3,95	1,23	3,83	1,19	6,12	1,91
ПС 220 кВ Сгибеево-т	4,03	1,66	3,91	1,61	6,25	2,57	2,42	0,99	2,34	0,96	3,75	1,54
ПС 220 кВ Сковоро- дино	10,97	10,97	10,63	10,63	17,00	17,00	6,58	6,58	6,38	6,38	10,20	10,20
ПС 220 кВ Сковоро- дино-т	31,19	9,73	30,21	9,43	48,34	15,08	18,71	5,84	18,13	5,66	29,00	9,05
ПС 220 кВ Сковоро- дино-т	31,19	9,73	30,21	9,43	48,34	15,08	18,71	5,84	18,13	5,66	29,00	9,05
ПС 220 кВ Сулус-т	17,51	20,12	16,96	19,49	27,14	31,19	10,50	12,07	10,18	11,69	16,28	18,71

Продолжение таблицы 1.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 220 кВ Талдан-т1	15,48	7,74	15,00	7,50	24,00	12,00	9,29	4,65	9,00	4,50	14,40	7,20
ПС 220 кВ Талдан-т2	12,92	7,28	12,51	7,05	20,02	11,28	7,75	4,37	7,51	4,23	12,01	6,77
ПС 220 кВ Тутаул	12,92	7,28	12,51	7,05	20,02	11,28	7,75	4,37	7,51	4,23	12,01	6,77
ПС 220 кВ Тында	0,19	0,10	0,19	0,09	0,30	0,15	0,12	0,06	0,11	0,06	0,18	0,09
ПС 220 кВ Хорогочи	2,32	0,69	2,25	0,67	3,60	1,07	1,39	0,41	1,35	0,40	2,16	0,64
ПС 220 кВ Эльгауголь	18,26	19,29	17,69	18,69	28,30	29,90	10,95	11,57	10,61	11,21	16,98	17,94
ПС 220 кВ Энергия Т-1	14,52	7,26	14,06	7,03	22,50	11,25	8,71	4,35	8,44	4,22	13,50	6,75
ПС 220 кВ Энергия Т-2	7,73	4,03	7,49	3,91	11,98	6,25	4,64	2,42	4,49	2,34	7,19	3,75

Таблица 1.16 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок с учетом прогноза на 2030 год

Название ПС	Период зимних нагрузок						Период летних нагрузок					
	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 220 кВ Гонжа-т	9,78	9,03	9,48	8,75	15,17	14,00	5,87	5,42	5,69	5,25	9,10	8,40
ПС 220 кВ Дипкун	16,60	14,84	16,09	14,38	25,74	23,01	9,97	8,90	9,65	8,63	15,45	13,80
ПС 220 кВ Ерофей Пав- лович-т	1,79	0,44	1,74	0,43	2,78	0,69	1,08	0,26	1,04	0,26	1,67	0,41

Продолжение таблицы 1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 220 кВ Ключевая	26,41	2,91	25,59	2,82	40,94	4,52	15,84	1,75	15,35	1,69	24,56	2,71
ПС 220 кВ Лопча	5,27	2,63	5,10	2,55	8,17	4,08	3,16	1,58	3,06	1,53	4,90	2,45
ПС 220 кВ Магдагачи	1,23	0,44	1,19	0,43	1,90	0,69	0,74	0,26	0,71	0,26	1,14	0,41
ПС 220 кВ Призерская	0,08	0,08	0,07	0,07	0,12	0,12	0,05	0,05	0,04	0,04	0,07	0,07
ПС 220 кВ Светлая	7,68	2,40	7,44	2,33	11,90	3,72	4,61	1,44	4,46	1,39	7,14	2,23
ПС 220 кВ Сгибеево-т	4,70	1,93	4,56	1,87	7,29	3,00	2,82	1,16	2,73	1,12	4,38	1,80
ПС 220 кВ Сквороди- дино	12,80	12,80	12,40	12,40	19,83	19,83	7,68	7,68	7,44	7,44	11,90	11,90
ПС 220 кВ Сквороди- дино-т	36,38	11,35	35,25	11,00	56,40	17,59	21,83	6,81	21,15	6,60	33,83	10,56
ПС 220 кВ Сквороди- дино-т	36,38	11,35	35,25	11,00	56,40	17,59	21,83	6,81	21,15	6,60	33,83	10,56
ПС 220 кВ Сулус-т	20,43	23,48	19,79	22,74	31,66	36,39	12,25	14,08	11,87	13,64	18,99	21,83
ПС 220 кВ Талдан-т1	18,06	9,03	17,50	8,75	28,00	14,00	10,84	5,42	10,50	5,25	16,80	8,40
ПС 220 кВ Талдан-т2	15,07	8,49	14,60	8,23	23,36	13,16	9,04	5,10	8,76	4,94	14,01	7,90
ПС 220 кВ Тутаул	15,07	8,49	14,60	8,23	23,36	13,16	9,04	5,10	8,76	4,94	14,01	7,90
ПС 220 кВ Тында	0,23	0,11	0,22	0,11	0,35	0,18	0,14	0,07	0,13	0,07	0,21	0,11
ПС 220 кВ Хорогочи	2,71	0,81	2,63	0,78	4,20	1,25	1,63	0,48	1,58	0,47	2,52	0,75
ПС 220 кВ Эльгауголь	21,30	22,51	20,64	21,80	33,02	34,88	12,78	13,50	12,38	13,08	19,81	20,93
ПС 220 кВ Энергия Т-1	16,94	8,47	16,41	8,20	26,25	13,13	10,16	5,08	9,84	4,92	15,75	7,88
ПС 220 кВ Энергия Т-2	9,02	4,70	8,74	4,56	13,98	7,29	5,41	2,82	5,24	2,73	8,39	4,38

1.6 Анализ существующих режимов

1.6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

В процессе анализа электрической системы в рамках работы используем программу RastrWin 3, которая предоставляет возможность комплексного моделирования и вычисления режимов работы сети [20].

Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для работы с электроэнергетическими системами и сетями, предоставляя возможности для выполнения расчетов, анализа и оптимизации устойчивых режимов. Данный софт имеет обширный набор функций, что позволяет осуществлять комплексное управление энергетическими объектами и сетевой инфраструктурой [15].

Расчетный модуль комплекса RastrWin:

- Определение установившихся режимов электрических сетей различной величины и сложности, независимо от уровня напряжения. Комплексный расчет всех электрических характеристик режима, включая токи, напряжения, а также потоки и потери как активной, так и реактивной мощности на всех узлах и ветвях сети [20].

- эквивалентирование электрических сетей.

- Улучшение работы электрических сетей с учетом различных уровней напряжения, потерь энергии и распределения реактивной мощности и прочее.

1.6.2 Подготовка исходных данных существующей электрической сети

Чтобы установить существующий режим функционирования энергосистемы, следует принимать во внимание несколько аспектов. Прежде всего, необходимо иметь представление о характеристиках потребителей, которые подключены к электрической сети. Далее, важно проанализировать конфигурацию сети и параметры её компонентов. Для этих целей применяются справочные материалы, касающиеся линий электропередач и трансформаторов, что позволяет осуществить нужные расчеты. Таким образом, тщательный анализ исходной информации представляет собой важнейший этап в определении режима работы электрической системы [20].

Характеристики потребителей, влияющие на режим функционирования, представляют собой статистические данные об электрических нагрузках, собранные в результате контрольных измерений. Эти параметры демонстрируют вероятностные зависимости в изменении потребляемой мощности и дают возможность предсказывать режимы работы как электрических сетей, так и оборудования [20].

Для того чтобы получить точный аналог электрической сети, требуется разработать модель замещения. Эта модель должна учитывать полные сопротивления и проводимости проводов линий электропередачи, а также полные сопротивления и проводимости силовых трансформаторов, принимая во внимание их коэффициенты трансформации [20].

Данные изложенные в таблицах 1.16 и 1.17, дают возможность выполнить расчет действующего состояния системы, которое будет актуально на 2025 год до начала реконструкции.

Таблица 1.17 – Параметры узлов в ПВК RastrWin3

Тип	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г
1	2	3	4	5	6	7
Нагр	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Ген+	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-5,00
Нагр	ГОНЖА-Т	220	22,06	19,72	0,00	0,00
Нагр	ДИПКУН	220	2,38	0,59	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500 1СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 1.17

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	35,09	3,87	0,00	0,00
Нагр	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	КЛЮЧЕВАЯ	220	6,76	2,80	0,00	0,00
Нагр	ЛОПЧА	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	МАГДАГАЧИ	220	22,40	17,70	0,00	0,00
Нагр	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Ген	МОГОЧА ВНС (ОЭС СИБИРИ)	220	0,00	0,00	0,00	17,24
Нагр	НГРЭС_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	НГРЭС_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	СВЕТЛАЯ	110	6,25	2,57	0,00	0,00
Нагр	СВЕТЛАЯ	220	8,16	3,19	0,00	0,00
Нагр	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	СКОВОРОДИНО_Т	220	27,14	31,19	0,00	0,00
Нагр	СУЛУС-Т	220	29,81	14,91	0,00	0,00
Нагр	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ТАЛДАН-Т1	220	20,02	11,28	0,00	0,00
Нагр	ТАЛДАН-Т2	220	20,02	11,28	0,00	0,00
Нагр	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ХОРОГОЧИ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25	0,00	0,00
Нагр	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.18 – Параметры ветвей в ПВК RastWin3

Тип узла	Название ветви	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г
1	2	3	4	5	6
Выкл	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - 2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - ген.3	0,65	28,06	24,80	0,07
Тр-р	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - НГРЭС_02	0,16	26,50	0,00	1,00
Выкл	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - 1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	0,00	0,00	0,00	0,00
Выкл	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - 2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - ген.4	0,60	25,70	0,00	0,07
Выкл	1С ПС 220 кВ Тында - 2С ПС 220 кВ Тында	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	1С ПС 220 кВ Тында - ЛОПЧА	15,36	68,64	-423,20	0,00
ЛЭП	1С ПС 220 кВ Тында - ПП НАГОРНЫЙ	10,26	45,87	-282,78	0,00
ЛЭП	1С ПС 220 кВ Тында - 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	5,70	49,17	-561,30	0,00
Тр-р	1С ПС 220 кВ Тында - ТЫНДА_02	1,70	58,36	2,10	1,00
Тр-р	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - НГРЭС_01	0,16	26,50	0,00	1,00
Выкл	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - 2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - ген.5	0,60	25,70	0,00	0,07
ЛЭП	2С ПС 220 кВ Тында - ДИПКУН	14,18	63,35	-390,60	0,00
ЛЭП	2С ПС 220 кВ Тында - СКОВОРОДИНО 2СШ	14,90	66,59	-410,60	0,00
Тр-р	2С ПС 220 кВ Тында - ТЫНДА_01	1,85	102,90	1,50	1,00
ЛЭП	2С ПС 220 кВ Тында - ХОРОГОЧИ	7,15	31,94	-196,90	0,00
ЛЭП	ГОНЖА-Т - МАГДАГАЧИ 2СШ	3,45	15,42	-95,10	0,00
ЛЭП	ДИПКУН - ТУТАУЛ	5,21	23,29	-143,60	0,00

Продолжение таблицы 1.18

1	2	3	4	5	6
Тр-р	ЗГЭС_500_1 - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,99	53,41	4,81	0,46
Выкл	ЗГЭС_500_2 - ЗГЭС_500 1СШ	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	ЗГЭС_500_2 - ПП АГОРТА	0,01	0,11	-1,28	0,00
Тр-р	ЗГЭС_500_3 - Ген.3	2,71	144,43	3,90	0,03
Тр-р	ЗГЭС_500_3 - Ген.4	2,78	146,63	3,30	0,03
Выкл	ЗГЭС_500_3 - ЗГЭС_500_2	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	ЗГЭС_500_4 - Ген.5	2,81	146,63	4,50	0,03
Тр-р	ЗГЭС_500_4 - Ген.6	2,32	132,09	1,90	0,03
Выкл	ЗГЭС_500_4 - ЗГЭС_500 1СШ	0,00	0,00	0,00	0,00
Выкл	ЗГЭС_500_5 - ЗГЭС_500_4	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	ЗГЭС_500_5 - ПП АГОРТА	0,01	0,11	-1,28	0,00
Тр-р	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - Ген.1	0,49	29,72	9,10	0,07
Выкл	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ - Ген.2	0,58	25,30	17,50	0,07
Выкл	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ - ПРИЗЕЙСКАЯ	17,64	78,85	-486,20	0,00
ЛЭП	КЛЮЧЕВАЯ - СВЕТЛАЯ	10,78	48,17	-297,00	0,00
ЛЭП	МАГДАГАЧИ - СУЛУС-Т	4,01	13,91	-87,50	0,00
ЛЭП	МАГДАГАЧИ 2СШ - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	9,88	54,75	-360,10	0,00
ЛЭП	МАГДАГАЧИ 2СШ - КЛЮЧЕВАЯ	5,24	23,43	-144,50	0,00
Выкл	МАГДАГАЧИ 2СШ - МАГДАГАЧИ	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	ОТП. ТАЛДАН-Т1 - МАГДАГАЧИ	9,40	32,10	-202,10	0,00
ЛЭП	ОТП. ТАЛДАН-Т2 - ГОНЖА-Т	6,65	29,71	-183,20	0,00
ЛЭП	ПП АГОРТА - ПС 500 кВ Даурия	8,12	86,24	-1009,12	0,00
ЛЭП	ПРИЗЕЙСКАЯ - ТУНГАЛА	14,09	62,95	-388,10	0,00
ЛЭП	ПРИЗЕЙСКАЯ - ЭЛЬГАУГОЛЬ	25,73	114,97	-708,90	0,00
Тр-р	ПС 500 кВ Даурия - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	0,86	61,10	0,00	0,46
Выкл	ПС 500 кВ Даурия - ШР ПС 500 кВ Даурия	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	СВЕТЛАЯ - Светлая	5,70	275,00	0,00	0,17
Тр-р	СВЕТЛАЯ - Светлая	5,70	275,00	0,00	0,17
Тр-р	СВЕТЛАЯ - СВЕТЛАЯ	1,40	104,00	0,00	0,53
Тр-р	СВЕТЛАЯ - СВЕТЛАЯ	1,40	104,00	0,00	0,53
ЛЭП	Светлая - Энергия	0,41	1,45	0,00	0,00
ЛЭП	Светлая - Энергия	0,41	1,45	0,00	0,00

Продолжение таблицы 1.18

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	СВЕТЛАЯ - ЭНЕРГИЯ1	0,63	2,82	-17,40	0,00
ЛЭП	СВЕТЛАЯ - ЭНЕРГИЯ2	0,66	2,94	-18,10	0,00
ЛЭП	СУЛУС-Т - КЛЮЧЕВАЯ	2,43	8,53	-53,56	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-Т	2,53	11,09	-68,40	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - СКОВОРОДИНО	0,15	0,84	-5,40	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - СКОВОРОДИНО 2СШ	0,15	0,84	-5,40	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - УЛЬРУЧЬИ-Т	3,49	12,30	-77,20	0,00
ЛЭП	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - УРУША-Т	7,26	32,43	-199,90	0,00
ЛЭП	ТУТАУЛ - ПРИЗЕЙСКАЯ	9,41	42,32	-261,30	0,00
Тр-р	ТЫНДА_01 - ТЫНДА_110	0,82	-10,62	0,00	0,53
Тр-р	ТЫНДА_02 - ТЫНДА_110	3,41	32,33	0,00	0,53
ЛЭП	УЛЬРУЧЬИ-Т - ОТП. ТАЛДАН-Т1	6,17	21,50	-135,10	0,00
ЛЭП	ХОРОГОЧИ - ЛОПЧА	8,36	37,37	-230,40	0,00
ЛЭП	ЭНЕРГИЯ1 - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,34	1,51	-9,30	0,00
ЛЭП	ЭНЕРГИЯ2 - ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	0,34	1,52	-9,40	0,00

1.6.1 Верификация эквивалента и расчет нормального режима

Для того чтобы выполнить анализ, требуется сравнить эквивалент с результатами контрольных замеров. Максимально допустимые отклонения между расчетными и реальными значениями напряжений в ключевых точках не должны превышать 10%. Выполнение этого условия является обязательным для того, чтобы полученный эквивалент можно было применять в дальнейшем проектировании и улучшении текущего режима функционирования сети [20].

Сравнение значений напряжений в узлах представлена в таблице 1.19.

Таблица 1.19 - Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название узла	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %	U _{кз} , кВ	dU _{кз} , %
1	2	3	4	5	6
1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	230,81	25,03	228	2,81
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	230,81	25,05	231	-0,19
1С ПС 220 кВ Тында	220	219,88	-1,26	240	-20,12

Продолжение таблицы 1.19

1	2	3	4	5	6
2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	230,81	25,03	230	0,81
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	230,81	25,05	240	-9,19
2С ПС 220 кВ Тында	220	219,88	-1,26	215	4,88
ГОНЖА-Т	220	226,39	-8,24	220	6,39
ДИПКУН	220	226,32	-4,31	223	3,32
ЗГЭС_500 1СШ	500	519,17	-2,79	511	8,17
ЗГЭС_500 2СШ	500	519,17	-2,79	519	0,17
ЗГЭС_500_1	500	519,17	-2,79	515	4,17
ЗГЭС_500_2	500	519,17	-2,8	513	6,17
ЗГЭС_500_3	500	519,18	-2,79	518	1,18
ЗГЭС_500_4	500	519,18	-2,79	511	8,18
ЗГЭС_500_5	500	519,17	-2,8	531	-11,83
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	237,85	-2,59	240	-2,15
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	237,87	-2,59	241	-3,13
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	237,87	-2,59	239	-1,13
КЛЮЧЕВАЯ	220	228	-8,25	230	-2
ЛОПЧА	220	218,78	-10,31	219	-0,22
МАГДАГАЧИ	220	227,92	-7,93	230	-2,08
МАГДАГАЧИ 2СШ	220	227,93	-7,92	240	-12,07
НГРЭС_01	220	230,64	27,66	215	15,64
НГРЭС_02	220	230,61	27,67	220	10,61
НГРЭС_110_СШ1	110	121,34	27,67	118	3,34
НГРЭС_110_СШ2	110	121,35	27,66	118	3,35
ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	226,06	-8,33	220	6,06
ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	225,87	-8,22	223	2,87
ПП АГОРТА	500	519,19	-2,81	519	0,19
ПП НАГОРНЫЙ	220	220,59	12,84	224	-3,41
ПРИЗЕЙСКАЯ	220	231,53	-6,94	218	13,53
ПС 500 кВ Даурия	500	511,33	-5,65	515	-3,67
СВЕТЛАЯ	220	236,9	-2,99	531	-294,1
СКОВОРОДИНО	220	226,27	-7,79	222	4,27
СКОВОРОДИНО 2СШ	220	226,27	-7,78	223	3,27

Продолжение таблицы 1.19

1	2	3	4	5	6
СКОВОРОДИНО_01	220	220,63	-11,33	220	0,63
СКОВОРОДИНО_110	110	116,09	-10,92	123	-6,91
СКОВОРОДИНО_110_2СШ	110	116,09	-10,92	109	7,09
СКОВОРОДИНО_Т	220	226,08	-7,81	223	3,08
СУЛУС-Т	220	227,48	-8,28	231	-3,52
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	226,45	-7,78	230	-3,55
ТАЛДАН-Т1	220	226,04	-8,33	226	0,04
ТАЛДАН-Т2	220	225,86	-8,23	225	0,86
ТУТАУЛ	220	227,57	-5,25	225	2,57
ТЫНДА_01	220	217,29	-3,51	216	1,29
ТЫНДА_02	220	218,43	-2,56	216	2,43
ТЫНДА_110	110	114,38	-3,27	113	1,38
ХОРОГОЧИ	220	219,41	-5,52	223	-3,59
ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	224,06	-8,09	226	-1,94
ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	218,04	-8,75	221	-2,96
ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	218,04	-8,75	220	-1,96
ЭНЕРГИЯ1	220	237,47	-2,74	231	6,47
ЭНЕРГИЯ2	220	237,51	-2,73	239	-1,49

Анализ продемонстрировал, что рассчитанные показатели, основанные на созданном эквиваленте, совпадают с реальными данными контрольных измерений. Это даёт основание утверждать о надежности и целесообразности использования предложенной модели.

В процессе анализа нормального режима в зимний сезон было выявлено, что напряжения в узлах питания соответствуют установленным стандартам. Линии с наибольшей нагрузкой — это КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында и КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный, где загрузка достигает 102% и 85% соответственно.

1.6.2 Расчет послеаварийного режима

Проведем расчет послеаварийного режима в зимний период нагрузок. В качестве расчетного возьмем режим при отключении самой загруженной ЛЭП КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында и отключенной в ремонт ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия. Данные по напряжениям в узлах сведем в таблицу 1.20.

Таблица 1.20 – Значения напряжений послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	dU, %
1	2	3	4
1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюн- гинской ГРЭС	220	220,93	63,55
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюн- гинской ГРЭС	220	221,00	63,59
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюн- гинской ГРЭС	220	220,99	63,58
2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюн- гинской ГРЭС	220	220,98	63,57
НГРЭС_01	220	226,11	66,38
НГРЭС_02	220	226,08	66,39
НГРЭС_110_СШ1	110	118,96	66,37
НГРЭС_110_СШ2	110	118,97	66,37
ПП НАГОРНЫЙ	220	153,30	29,94
ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	115,01	-18,35
ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	217,94	-18,44
ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	217,94	-18,44
ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	224,98	-17,78
1С ПС 220 кВ Тында	220	168,35	-17,41
2С ПС 220 кВ Тында	220	168,45	-17,45
СВЕТЛАЯ	110	117,91	-12,18
ПРИЗЕЙСКАЯ	220	221,42	-15,96
ТУТАУЛ	220	204,28	-16,53
ДИПКУН	220	195,47	-16,90
ЗГЭС_500 1СШ	500	512,41	-5,84
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	233,26	-7,68
ЭНЕРГИЯ2	220	232,76	-7,86
ЭНЕРГИЯ1	220	232,71	-7,87
СВЕТЛАЯ	220	231,83	-8,20
КЛЮЧЕВАЯ	220	214,41	-16,38
СУЛУС-Т	220	212,27	-17,06

Продолжение таблицы 1.20

1	2	3	4
МАГДАГАЧИ	220	210,05	-17,72
ГОНЖА-Т	220	204,08	-19,95
ТАЛДАН-Т2	220	195,63	-23,77
ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	195,64	-23,77
ТАЛДАН-Т1	220	199,23	-22,12
ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	199,24	-22,12
СКОВОРОДИНО_Т	220	191,05	-25,93
СКОВОРОДИНО_01	220	185,95	-30,33
СКОВОРОДИНО	220	191,25	-25,89
ЛОПЧА	220	182,38	-32,37
ХОРОГОЧИ	220	174,15	-24,65
ТЫНДА_110	110	87,39	-20,19
ТЫНДА_02	220	167,03	-19,20
ТЫНДА_01	220	166,00	-20,52
ПС 500 кВ Даурия	500	416,16	-25,94
ШР ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	-10,49
ПП АГОРТА	500	512,42	-5,85
МАГДАГАЧИ 2СШ	220	210,06	-17,70
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	233,30	-7,67
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	233,29	-7,67
ЗГЭС_500_5	500	512,40	-5,84
ЗГЭС_500_4	500	512,43	-5,83
ЗГЭС_500_3	500	512,43	-5,83
ЗГЭС_500_2	500	512,40	-5,84
ЗГЭС_500_1	500	512,40	-5,84
ЗГЭС_500 2СШ	500	512,41	-5,84
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	191,43	-25,94

Примечание: в таблицах 1.21 – 1.22 указано максимальное значение тока.

Таблица 1.21 – Токовая нагрузка нормального режима

Название линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному, %	Отношение аварийного к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	472	23,60	21,55
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	469	23,45	21,42
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	252	12,60	11,51
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000	684	85,39	68,40
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	726	102,25	115,24
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	658	82,15	65,80
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	319	44,93	50,63
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында	710	630	233	32,82	36,98
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	120	19,05	14,81
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	122	19,37	15,06
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т	630	810	72	11,43	8,89
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	29	4,60	3,58
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	52	8,25	6,42
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	77	12,22	9,51

Продолжение таблицы 1.21

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	253	40,16	31,23
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	36	5,22	5,07
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	38	5,51	5,35
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	38	5,51	5,35
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	274	39,71	38,59
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	235	37,30	29,01
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	234	37,14	28,89
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	142	22,54	17,53
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	117	18,57	14,44
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	100	15,87	12,35
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	710	630	137	19,30	21,75
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	630	810	286	45,40	35,31
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	289	45,87	35,68
КВЛ 220 кВ Лопча – Тында	630	810	289	45,87	35,68
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	82	13,55	9,94
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	82	13,55	9,94

Таблица 1.22 – Токовая нагрузка послеаварийного режима

Название линии	Длительно до- пустимый I, А	Аварийный до- пустимый I, А	Максималь- ный I, А	Отношение дли- тельного к мак- симальному, %	Отношение аварийного к максималь- ному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	372	18,60	16,99
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	369	18,45	16,85
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	-	-	-
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагор- ный	801	1000	1343	167,67	134,30
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	-	-	-
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	1289	160,92	128,90
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	431	60,70	68,41
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында	710	630	311	43,80	49,37
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	164	26,03	20,25
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	174	27,62	21,48
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т	630	810	209	33,17	25,80
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с от- пайкой на ПС Талдан/т	630	810	275	43,65	33,95
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпай- кой на ПС Талдан/т	630	810	302	47,94	37,28
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	371	58,89	45,80
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	474	75,24	58,52

Продолжение таблицы 1.22

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	162	23,48	22,82
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	133	19,28	18,73
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	217	31,45	30,56
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	428	62,03	60,28
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	320	50,79	39,51
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	320	50,79	39,51
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	245	38,89	30,25
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	244	38,73	30,12
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	223	35,40	27,53
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	710	630	259	36,48	41,11
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	630	810	397	63,02	49,01
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча;	630	810	388	61,59	47,90
КВЛ 220 кВ Лопча – Тында	630	810	400	63,49	49,38
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1;	605	825	76	12,56	9,21
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	76	12,56	9,21

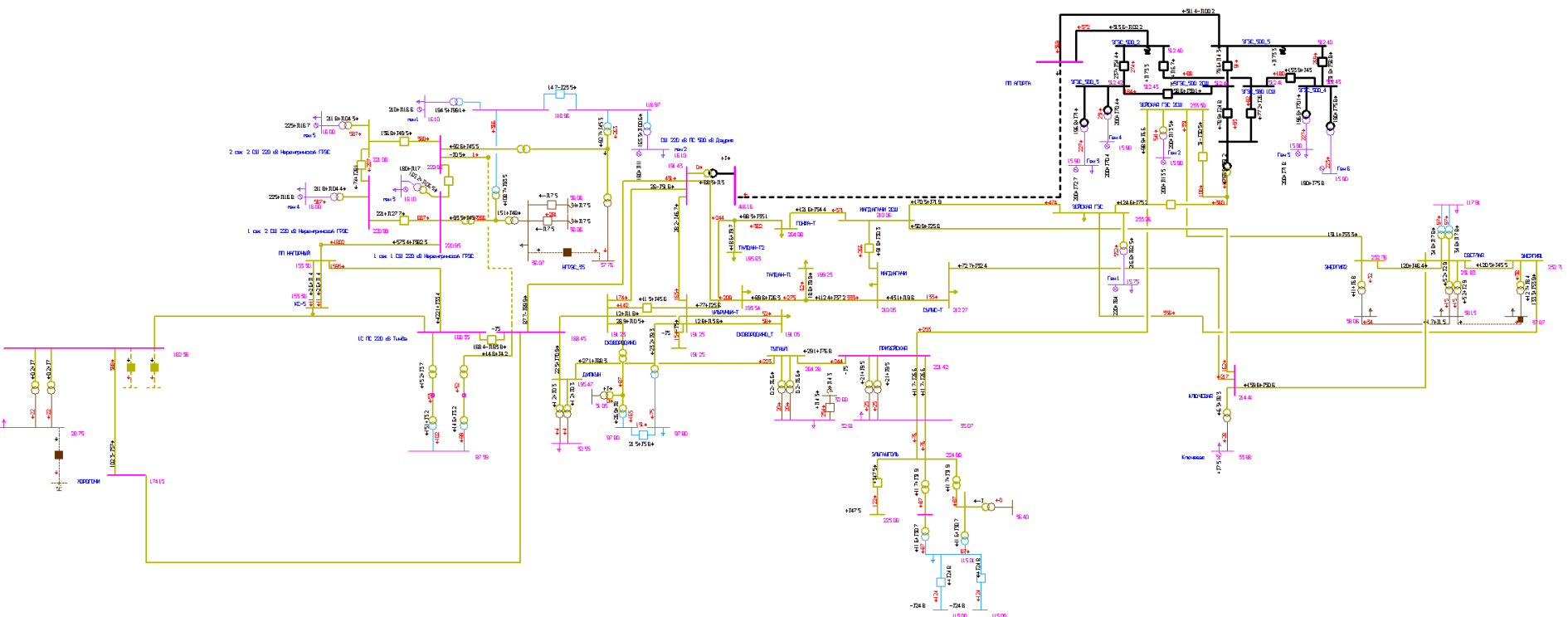


Рисунок 1.9 – Схема поточкораспределения существующего послера-
рийного режима зима 2025 г

1.7 Краткие выводы по разделу полученные в ходе анализа

Анализ нормального режима работы электрической сети в зимний период показал, что в системе имеются как перегруженные, так и недогруженные компоненты. Это в свою очередь требует разработки и внедрения мероприятий, направленных на оптимизацию режимов эксплуатации и распределения нагрузки на оборудование, что, в свою очередь, позволит повысить эффективность работы энергосистемы. В то же время, в условиях нормального функционирования, нагрузка на линии электропередач не превышает допустимые значения, а напряжение в узловых точках соответствует установленным стандартам.

В процессе анализа послеаварийного состояния в зимний период, при отключении наиболее загруженной линии электропередачи КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында и ремонтном отключении ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия, были обнаружены критические уровни напряжения в узлах исследуемого эквивалента. В частности, было отмечено, что напряжение на шинах 500 кВ подстанции 500 кВ Даурия упало до 416,16 кВ, а на шинах 220 кВ той же подстанции напряжение снизилось до 191,43 кВ. На подстанциях 220 кВ Нагорный, Тында и Дипкун фиксируется падение напряжения в пределах от 153 кВ до 195 кВ, что считается неприемлемым.

Кроме того, анализируя токовую нагрузку линий электропередачи в послеаварийном режиме, можно заключить, что некоторые из них будут функционировать с перегрузкой. Например, линия КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный имеет перегрузку на уровне 28%, в то время как ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный перегружена на 34%.

Заключение: На основании вышеизложенного можно утверждать, что «узким местом» в энергетической системе выступает линия электропередачи 220 кВ Тында – Нагорный, а также ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында в условиях послеаварийного и ремонтного режима работы. Таким образом, выбранная нами тема, касающаяся перспективного развития западной части Амурской области и укрепления межсистемных связей с Южной Якутией является актуальной.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 220 КВ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ В СЕТЬ

В магистерской диссертации основная задача заключается в улучшении эффективности и надежности электроснабжения в западном энергорайоне Амурской области, что связано с реализацией проекта строительства подстанции ПС 220 кВ Невельская, предназначенной для передачи мощности Нерюнгринской ГРЭС. Ожидается, что после внедрения мероприятий, направленных на повышение эффективности и надежности системы электроснабжения, произойдет улучшение стабильности электроснабжения в регионе, уменьшение нехватки мощности в Западном энергорайоне, а также появится возможность подключения новых крупных потребителей электроэнергии. Для решения поставленных задач потребуется использование современного оборудования.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования

В современном проектировании развития сетей, отдельных участков или схем распределения мощности крайне важно использовать современные инновационные технологии, чтобы обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение для потребителей. Ниже будут рассмотрены технологии, которые применяются при проектировании подстанций.

2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства с изоляцией на основе элегаза, известные как КРУЭ, начали свою историю в конце 1960-х годов, стремительно завоевывая международный рынок. В настоящее время эти устройства широко используются в развитых странах с индустриально-промышленной экономикой. Их популярность объясняется компактными размерами, которые, к счастью, не оказывают негативного влияния на другие технические характеристики. Это преимущество особенно актуально в условиях нехватки земельных

участков, что является важным фактором при выборе электрических установок. Площадь, необходимая для установки подстанции КРУЭ, составляет всего 10-20% от площади, требуемой для открытых распределительных устройств (ОРУ), если учитывать оборудование для коммутации. Дополнительная экономия достигается благодаря использованию кабельных соединений и коротких кабельных каналов. В большинстве случаев именно компактность и меньшая площадь делают КРУЭ оптимальным выбором для новых подстанций.

Увеличение масштабов использования КРУЭ, при возведении новых объектов электроэнергетического комплекса, стало следствием общих экономических факторов. Тем не менее, первоначальные затраты на установку КРУЭ значительно превышают расходы на традиционное оборудование. Однако стоит отметить, что элегазовые установки значительно уменьшают множество дополнительных затрат, что в конечном итоге может привести к снижению общей стоимости проекта [6].

Очевидные плюсы КРУЭ по сравнению с другими системами можно отнести:

- безопасность для эксплуатационного персонала;
- сейсмостойкость;
- простота монтажа;
- низкие эксплуатационные расходы;
- разнообразие компоновочных решений;
- высокая скорость подготовки площади обслуживания;
- уровень шума значительно ниже.

Полная герметизация КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности для операторов и других работников. Кроме того, предусмотрена защита от доступа животных.

Применение на ПС компоновки на базе КРУЭ 220 кВ имеет существенные конструктивные недостатки:

- проектируемые ЛЭП 220 кВ выполнены воздушными, заходы на ПС 220 кВ Невельская будут так же выполнены воздушными, поэтому и заходы ВЛ

в здание КРУЭ должны выполняться через вводы «Элегаз-воздух», и силовые коммуникации внутри здания соответственно выполняются с применением элегазовых токопроводов, что значительно увеличивает размеры здания КРУЭ с учётом количества заходов линий 220 кВ и с учетом их ориентации относительно площадки проектирования, а соответственно сильно возрастают нагрузки на вентиляцию и обогрев здания;

- уменьшить размеры здания можно только с применением кабельных вставок 220 кВ, переходных пунктов ВЛ – КЛ, и кабельных вводов в здание КРУЭ. На основании правил проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ, использование кабельных вставок и переходных пунктов 220 кВ значительно повысит капиталовложения в строительство ПС и дальнейшие ежегодные издержки на ремонт и обслуживание силовых коммуникаций 220 кВ. Стоимость кабеля 220 кВ с минимальным сечением фазы 630 мм², согласно укрупненным стоимостным показателям (по СТО), в базисном уровне цен составляет 15,836 тыс.руб./м, что соответствует 0,075% от стоимости одной ячейки КРУЭ 220 кВ в базисном уровне цен. Соответственно каждые 100 м кабеля 220 кВ повышают капиталовложения на строительство РУ на базе КРУЭ на 7,5%, даже без учета кабельных сооружений и их обслуживания, соответственно растут прочие затраты и добавляются издержки в размере 2,8 % от стоимости самих коммуникаций. Таким образом, вариант КРУЭ 220 кВ с применением кабельных вставок для данного объекта нельзя будет считать равно экономичным по сравнению с вариантом исполнения РУ 220 кВ на базе ОРУ.

- учитывая невысокий процент участия издержек на обогрев, вентиляцию и кондиционирование большого здания КРУЭ в суммарных издержках на ремонт и обслуживание КРУЭ, нецелесообразно уменьшать здание за счет применения кабельных вставок [3];

- большое количество линейных присоединений к РУ 220 кВ и схема РУ не позволяет значительно сократить ширину площадки ПС 220 кВ, а использование воздушных элегазовых токопроводов даёт возможность незначительно сократить длину площадки ПС 220 кВ.

При уменьшении площади ПС использование компоновки на базе КРУЭ не дает значительного сокращения капиталовложений, которое могло бы покрыть возрастающие издержки на ремонт и обслуживание силовых коммуникаций 220 кВ при применении КРУЭ с кабельными вводами.

Площадка проектируемой ПС 220 кВ располагается не на территории населенного пункта и на значительном расстоянии от прибрежных районов, не попадает в зону с особо загрязненной атмосферой (IV СЗА). Находится в климатической зоне ХЛ. Среди представленного в списке аттестованного к применению на объектах ПАО «Россети» оборудования, есть все необходимые виды оборудования в исполнении ХЛ1 (для открытой установки), с учетом среднего из ежегодных минимумов температур. На основании вышеописанного, климатические характеристики района проектирования не являются определяющими при определении варианта исполнения РУ [3].

2.2 Применение цифровой подстанции

Переход к новым уровням автоматизации и управления становится реальным благодаря применению стандартов и технологий цифровой подстанции, среди которых можно выделить [47]:

- 1) стандарт МЭК 61850:
 - унифицированное описание подстанции;
 - протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена;
 - протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV);
2. цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения;
3. аналоговые мультиплексоры (Merging Units);
4. выносные модули УСО (Micro RTU);
5. интеллектуальные электронные устройства (IED).

Ключевым отличием стандарта МЭК 61850 от других аналогичных стандартов является то, что он охватывает не только аспекты передачи данных между отдельными устройствами, но также и формализует описание таких схем, как

подстанции, системы защиты, автоматизации и измерений, а также конфигурацию оборудования. Стандарт предоставляет возможность внедрения современных цифровых измерительных приборов, заменяющих традиционные аналоговые устройства, такие как трансформаторы тока и напряжения. Благодаря достижениям в области информационных технологий стало возможным автоматизированное проектирование цифровых подстанций, которые управляются интегрированными цифровыми системами. В таких подстанциях все информационные взаимодействия осуществляются в цифровом формате, создавая единую шину процесса. Это открывает новые горизонты для быстрого и прямого обмена данными между устройствами, что, в свою очередь, позволяет сократить количество медных кабелей и уменьшить количество устройств, а также обеспечивает более компактное их размещение.

2.3 Структура цифровой подстанции (ПС 220 кВ)

Проектируемая АСУ ТП ПС 220 кВ Невельская должна обеспечивать реализацию основных информационных, управляющих и вспомогательных функций (задач) АСУ ТП, обеспечивающих эффективную организацию оперативного и оперативно-диспетчерского управления в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах [46].

Отказ хотя бы одной базовой функции затрудняет эксплуатацию оборудования ПС, поэтому выполнение их является обязательным. Функции АСУ ТП подразделяются на две группы [46]:

- технологические;
- общесистемные.

2.3.1 Технологические функции

К технологическим функциям относят:

Сбор, преобразование и измерение как аналоговой, так и дискретной информации о текущих режимах технологии и состоянии машин.

Предоставление актуальных и архивных данных (мониторинг и визуализа-

ция состояния оборудования подстанций) для обслуживающего персонала подстанций, диспетчерского центра филиала АО "Системный оператор единой энергетической системы" "Амурское РДУ" и Центра управления сетями Филиала ПАО «Россети» – Амурского ПМЭС.

Визуализация на мнемосхемах объектов, где происходит динамическое изменение состояния, включает в себя представление значений аналоговых технологических параметров и отображение состояния оборудования с указанием отклонений от установленных норм.

Системы технологической сигнализации, как предупредительной, так и аварийной, включают в себя мониторинг и фиксацию сигналов, указывающих на возможные проблемы, а также контроль за отклонениями аналоговых показателей от установленных предупредительных и аварийных значений. Эти сигналы выводятся на автоматизированные рабочие места (АРМ), где осуществляется их фильтрация и обработка [45].

Удаленное управление устройствами подстанции осуществляется из Амурского регионального диспетчерского управления и Центрального управления системы Амурского ПМЭС. Это включает в себя контроль за ключевыми аппаратами подстанции, такими как выключатели, разъединители, заземляющие ножи и выкатные элементы, а также управление технологическими системами и средствами, регулирующими технологические процессы на подстанции.

Взаимодействие с существующими на подстанциях автономными системами управления и автоматизации, такими как РЗА, ПА, РАС, КСТСБ и другими, осуществляется через стандартные протоколы передачи информации. Также возможно удаленное изменение состояния как программных, так и оперативных компонентов систем РЗА, ПА и АСУ ТП [46]:

- Изменение настроек групп и оперативное взаимодействие с устройствами, а также активация и деактивация отдельных функций в них.
- мониторинг состояния и удалённое управление местными системами автоматизации.
- Фиксация аварийных ситуаций с использованием собственных ресурсов

или через обмен данными с независимыми системами.

- передача неоперативной технологической информацией в Амурское РДУ в соответствии с ГОСТ Р 59550-2021;
- обмен неоперативной технологической информацией с ЦУС Амурского ПМЭС;
- мониторинг работы первичного оборудования (ЩСН, ЩПТ, учет ресурса коммутационного оборудования);
- мониторинг УРЗА согласно СТО 34.01-4.1-007-2018;
- контроль подсистемой автоматического мониторинга измерений (ПАМИ) измерительных каналов вторичных цепей тока и напряжения с терминалами РЗА, АСУ ТП и другими средствами измерений на ПС для повышения надежности работы систем РЗА и измерительных каналов АСУ ТП вторичных цепей за счёт периодического контроля готовности измерительных каналов к работе [16];
- контроль климатических условий в ответственных помещениях зданий и на территории ПС.

Обеспечение регистрации всех сигналов, связанных с ДУ, с метками времени и указанием источника (команда ДУ, запрос ДУ, наименование источника команды ДУ, положение Ключа выбора режима управления присоединением, Ключа ДУ, в том числе факта сброса соединения при потере каналов связи) и обеспечения сохранности вышеуказанной информации не менее 12 месяцев со дня ее регистрации.

2.3.2 Общесистемные функции

К общесистемным функциям относят [46]:

- Управление коммуникациями как внутри системы, так и между различными системами, а также обработка и передача данных на сопредельные и более высокие уровни;
- Проведение тестирования и диагностики программного обеспечения, аппаратных средств и сетевых компонентов автоматизированных систем

управления технологическими процессами, включая каналы ввода-вывода и передачи данных;

- Согласование элементов автоматизированной системы управления технологическими процессами и подключаемых к ней независимых цифровых систем осуществляется по сигналам единой временной системы;
- Сохранение и архивирование данных в определённых форматах и в установленные сроки;
- Обеспечение защиты от неавторизованного доступа, безопасность информации, а также разделение прав и уровней доступа к системе и её функциям;
- Защита от вирусов для программного обеспечения АРМ и серверов на уровне станций АСУ ТП;
- Создание, оформление и печать отчетных документов, рапортов и протоколов в установленном формате, а также поддержка оперативной базы данных, ведение суточной ведомости и журнала операций;
- Автоматизированное настраивание и параметризация с применением SCL (предоставление модели информации).

2.4 Основные принципы построения и структура АСУ ТП

2.4.1 Структура ПТК АСУ ТП

В ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Невельская выделяются четыре структурных уровня:

- полевой уровень;
- уровень присоединения;
- уровень подстанции;
- демилитаризованная зона.

Структурные уровни объединяются посредством локальной вычислительной сети Ethernet.

При построении ПТК АСУ ТП, выполненный по II архитектуре, локальная вычислительная сеть (ЛВС) образует шину управления и станционную шину.

Шина управления представляет RSTP сеть, которая объединяет в себе устройства станционного уровня. Шина станции делится на два сегмента PRP сети "А" и "Б", которые объединяют в себе устройства полевого уровня и уровня присоединения. Связь между станционной шиной и шиной управления выполняется с помощью устройств RedBox и межсетевых экранов, применение последних используется для разграничения технологической сети от шины управления [30].

При проектировании ПТК АСУ ТП компоновка шкафов АСУ ТП с размещением в них оборудования должна быть выполнена с учетом требований к типовым НКУ ИТС [27, 46].

2.4.2 Полевой уровень

При проектировании ПТК АСУ ТП полевой уровень включает в себя первичные датчики (датчики температуры, датчики мониторинга оборудования), преобразователи дискретных сигналов (ПДС) 220 устанавливаемые в непосредственной близости к основному оборудованию [29].

ПДС 220 размещаются в типовых шкафах (ШПДС) и интегрируются в ПТКАСУ ТП на цифровом уровне и не входят в поставку основного оборудования АСУ ТП.

2.4.3 Уровень присоединения

Уровень присоединения проектируемого ПТК АСУ ТП включает в себя [45]:

- контроллеры присоединений (КП) 220 кВ;
- шкафы сетевой коммутации;
- контроллеры устройства связи с объектом (контроллеры УСО ОПС);
- интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) РЗА с функцией АУВ, выполняющие функции КП 10 кВ (не являются оборудованием АСУ ТП);
- измерительные преобразователи 220, 10 кВ;
- интегрируемые, на информационном уровне, устройства смежных систем (РЗА и ПА, КСТСБ, РАС и системы мониторинга СОПТ, ЩСН) [30].

Данным проектом при строительстве ПС 220 кВ Невельская в составе ПТК АСУ ТП предусматривается:

– Установка и наладка оборудования в помещении панелей РЗА и АСУ ТП здания ОПУ:

- типовой шкаф контроллеров присоединений ШКП № 1 220 кВ;
- типовые шкафы сетевой коммутаций ШСК № 1 - 4 (оборудование системы единого времени, коммутаторы, сетевой экран, оптические кроссы);
- шкаф с контроллерами устройств связи с объектом (УСО ОПС);
- типовые шкафы измерительных преобразователей ШИП-20 220 кВ № 1 и ШИП-5 220 кВ № 2;

ИЭУ РЗА с функцией АУВ, выполняющие функции КП 10 (не входит в поставку оборудования АСУ ТП);

Интеграция в ЛВС ПТК АСУ ТП (станционную шину) проектируемых устройств:

- ИЭУ РЗА с функцией АУВ, выполняющие функции КП 10 (не являются оборудованием АСУ ТП);
- устройств смежных систем (ИЭУ РЗА и ПА, КСТСБ, РАС и т.д.).

2.4.4 Станционный уровень

К станционному уровню ПТК АСУ ТП относятся средства сбора, централизованного хранения и представления информации, сетевое оборудование, объединяющее устройства станционного уровня, устройства уровня присоединения и полевого уровня, а также оборудование, обеспечивающее передачу информации в диспетчерские центры.

Данным проектом на ПС 220 кВ Невельская предусматривается установка и наладка в помещении панелей РЗА и АСУ ТП здания ОПУ, оборудования станционного уровня:

Типовой шкаф серверного оборудования №1 (ШСО № 1) в составе:

- сервер АСУ ТП (основной);
- сервер ТМ (основной);
- Сервер Сбора и Анализа сигналов (ССАС);
- системный блок АРМ ОП № 1 с KVM-удлинителем;
- коммутатор (основной);

- преобразователь дискретных сигналов (ПДС) диагностики ШСО №1;
- KVM-переключатель оборудования ШСО № 1;
- межсетевой экран;
- система гарантированного питания (СГП) ШСО № 1 в составе с промышленным инвертором, модулем АВР, ручным и статическим байпасами;
- устройство Redbox.

Типовой шкаф серверного оборудования № 2 (ШСО № 2) в составе:

- сервер АСУ ТП (резервный);
- сервер ТМ (резервный);
- системный блок АРМ ОП № 2 (резервный) с KVM-удлинителем;
- системный блок АРМ РЗА/АСУ с KVM-удлинителем;
- коммутатор (резервный);
- преобразователь дискретных сигналов (ПДС) диагностики ШСО №2;
- KVM-переключатель оборудования ШСО № 2;
- межсетевой экран;
- система гарантированного питания (СГП) ШСО № 2 в составе с промышленным инвертором, модулем АВР, ручным и статическим байпасами;
- межсетевой экран;
- устройство Redbox.

В составе устройств станционного уровня предусматривается многофункциональные лазерные принтеры ф.А3 и ф.А4 для распечатки ведомостей, отчетов, вывода осциллограмм, графиков и схем и переносной АРМ АСУ (ноутбук) в комплекте с монитором, клавиатурой и мышью.

2.4.5 Демилитаризованная зона

В состав ПТК АСУ ТП входит оборудование демилитаризованной зоны, которое обеспечивает информационный обмен с вышестоящими уровнями управления. На границах ДМЗ должно быть реализовано межсетевое экранирование с помощью межсетевого экрана (МЭ), имеющих программное или программно-техническое исполнение [30].

В состав демилитаризованной зоны входят:

- Коммутаторы шины ДМЗ;
- Межсетевые экраны шины ДМЗ. Межсетевой экран шины ДМЗ должны иметь программно-техническое исполнение.

2.5 Технологическая сеть АСУ ТП

2.5.1 Архитектура сети

ЛВС ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Невельская состоит из шины управления и станционной шины.

Станционная шина связывает устройства уровня присоединения и полевого уровня, которые подключаются по протоколу МЭК 61850-8-1.

Станционная шина организована из двух PRP сетей (PRP сеть А и PRP сеть В), каждая сеть состоит из коммутаторов, подключенных между собой в оптическое кольцо. В соответствии с технологическими этапами строительства станционная шина дополняется новыми элементами, которые включаются в оптическое кольцо поэтапно [45].

Все устройства полевого уровня, уровня присоединения и часть устройств станционного уровня подключаются и передают информацию одновременно по двум сетям (PRP сети А и В) [45].

Шины управления выполнены с применением технологии резервирования RSTP. Связь сегментов PRP (сети А и В) и RSTP сети предлагается с использованием RedBox.

Резервирование RSTP сети организуется на устанавливаемых в ШСО № 1 и № 2 сетевых коммутаторах (объединенных в оптическое или электрическое "кольцо"), в которые осуществляется подключение следующих устройств:

С резервированным подключением к сетевым коммутаторам ШСО №1 и ШСО № 2 [45]:

- АРМ ОП №1, 2;
- АРМ РЗА/АСУ;
- серверы АСУТП;
- серверы СОЕВ;

- ПДС диагностики ШСО.

С не резервированным подключением к сетевым коммутаторам ШСО №1 и ШСО №2:

- переносные АРМ РЗА и АРМ АСУ;
- принтеры А4 и А3;
- ПТК обеспечения информационной безопасности (через сетевой экран);
- KVM-переключатели;
- подсистемы КСТСБ (через сетевой экран);
- автономные цифровые подсистемы без поддержки технологии PRP.

Требования к активному сетевому оборудованию ЛВС ПТК АСУ ТП (коммутаторам):

- все сетевое оборудование должно поддерживать технологии Fast Ethernet(IEEE 802.3u) или Gigabit Ethernet (IEEE 802.3z).

В качестве основной среды передачи информации предусматривается многомодовое оптическое волокно с разъемами типа LC (для устройств, подключаемых в PRP сеть А и В: терминалы РЗА/ПА, КП, контроллеры УСО ОПС, ШПДС, ЩСН, ЩПТ, РАС и т.д.).

Для интеграции проектируемого оборудования (размещенного на территории ПС или в соседних зданиях) от шкафов ШСК по оптическим каналам связи в станционную шину ПТК АСУ ТП (сегменты PRP сети А и В) предусматривается установка оптических кроссов, соединенных многожильными магистральными оптическими кабелями (основными и резервными) с оптическими кроссами, установленными в типовых шкафах сетевых коммуникаций.

Резервируемые оптические кабельные линии прокладываются по разным маршрутам.

Применение экранированной медной витой пары 5-ой категории допускается для подключения в сеть в пределах одного помещения (связи между ШСО 1 и ШСО 2, подключение смежных подсистем в станционную RSTP сеть, связи KVM-удлинителей).

Сетевое оборудование станционной шины размещается в основных и резервных шкафах сетевых коммуникаций (ШСК) в помещении панелей РЗА и АСУ ТП.

2.5.2 Функции системы мониторинга сетевого трафика ЛВС

Система мониторинга сетевого трафика выполняет следующие функции:

- контроль параметров передачи SV-потокa и GOOSE-сообщений;
- анализ конфигурации информационной сети на соответствие SCD-файлу;
- мониторинг ошибок на предмет потери или искажения пакетов;
- анализ загруженности ЛВС;
- отображение всех SV-потокa и GOOSE-сообщений в ЛВС;
- регистрация и хранение собранной информации;
- выдача обобщенной сигнализации в АСУ ТП.

Состав оборудования шкафа РС ВАПС определяется на этапе РД с учётом п.7.5 и технических решений конкретного производителя.

2.5.3 Интеграция смежных систем. Протоколы обмена данными.

Устройства смежных систем (РЗА, ПА, РАС, систем мониторинга АТ, ЩСН, СОПТ, ДГУ) подключаются к станционной шине ПТК по резервированным каналам передачи данных Ethernet. В качестве основного протокола интеграции используется МЭК 61850 8-1 (MMS). Для устройств, не поддерживающих сетевое резервирование, подключение к станционной шине ПТК организуется введением дополнительного оборудования – Redundancy Box. По отдельному согласованию допускается применение протокола МЭК 60870-5-104.

Применение интерфейсов отличных от Ethernet для интеграции смежных систем нежелательно и требует отдельного согласования. При использовании интерфейсов отличных от Ethernet интеграция устройств должна осуществляться по стандартным протоколам МЭК 60870-5-101/103 через станционный контроллер связи и управления (СКСУ).

Требования к коммуникационным интерфейсам:

Коммуникационный интерфейс смежных систем должен быть выполнен

на ба волоконно-оптических каналов связи. Коммуникационный интерфейс долж соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX.

Смежные системы должны иметь не менее двух коммуникационных интерфейсообеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов смежных системприведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов

Наименование показателя	Значение
1. Режим работы	Полный дуплекс (full-duplex)
2. Тип оптического коннектора	LC
3. Тип оптического волокна (МЭК 60794-1-1)	50/125 ММ
4. Среда прокладки кабеля	вне помещений
5. Длина волны, нм	1300

Смежные подсистемы, не входящие в зону обслуживания АСУ, имеющие приэтом в своём составе сегменты ЛВС с возможностью подключения в них внешнего оборудования, должны подключаться в ПТК АСУТП с помощью сетевых экранов (маршрутизаторов), предотвращающих проникновения в ЛВС ПТК АСУТП со стороны этих подсистем. К таким подсистемам относят комплекс систем технических средств безопасности (КСТСБ) и т.д.

Наличие у таких подсистем сегмента собственной ЛВС с возможностью подключения внешнего оборудования и выходом в сеть за пределы ЛВС АСУТП является решающим фактором для применения сетевых экранов [11].

Подключение смежных подсистем в ПТК АСУ ТП с помощью сетевых экранов осуществляется без резервирования.

2.6 Технические решения по противоаварийной автоматике

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистемах предназначено для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Различают следующие виды ПА [5]:

- автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- автоматика ликвидации асинхронного режима;
- автоматика ограничения снижения частоты;
- автоматика ограничения повышения частоты;
- автоматика ограничения снижения напряжения;
- автоматика ограничения повышения напряжения;
- автоматика ограничения перегрузки оборудования.

2.6.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

АПНУ предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и обеспечения допустимых параметров электрического режима [5].

Структура комплекса технических средств АПНУ в общем случае включает в себя следующие составляющие [12]:

- устройства измерения параметров доаварийного режима;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройство автоматической дозировки воздействия (АДВ), выполняющее выбор УВ;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления;
- каналы передачи указанной информации.

Устройство автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ) является центром комплекса АПНУ и выполняет основные задачи [5].

Устройство АДВ должно поддерживать выполнение следующих функций:

- ввод и обработка доаварийной информации;
- расчёт УВ по табличному методу II-ДО;

- запоминание рассчитанной дозировки УВ;
- осуществление цикла аварийного управления – вывод команд управляющих воздействий при поступлении пусковых сигналов;
- связь с верхним уровнем (при необходимости);
- автоматический контроль и тестирование аппаратной части;
- сервисные функции (оперативное и техническое обслуживание, сигнализация);
- ведение протокола срабатывания автоматики.

АРО СГО предназначена для предотвращения нарушения статической устойчивости при отключении ЛЭП, трансформаторного оборудования, генерирующего оборудования, систем (секций) шин.

АРО СГО должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- фиксация отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- фиксация состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- КПР;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

2.6.2 Автоматика разгрузки станции

В качестве дополнительного устройства в ЛАПНУ Нерюнгринской ГРЭС необходима реализация автоматики разгрузки станции (АРС).

Возможность реализации КРТ+ДРТ блоков Нерюнгринской ГРЭС уточняется на этапе расчетов динамической устойчивости генерирующего оборудования Нерюнгринской ГРЭС, выполняемых в рамках разработки рабочей документации по проекту.

Реализацию УВ на ОГ от ЛАПНУ необходимо выполнить через существующий шкаф выбора отключаемых генераторов (ШВОГ). В настоящее время реализует только УВ «ОГ НГРЭС» от устройств АОПО, реализованных на ПС 220 кВ Тынды, а также при срабатывании АОПЧ 220 кВ [10].

ШВОГ выполнен отдельно стоящим шкафом, в котором находятся переключатели, входные цепи, выходные цепи, контроллер ARIS (для интеграции в АСУТП), реле, а также цепи сигнализации и сигнальные лампы.

Отключение генерирующего оборудования от ЛАПНУ Нерюнгринской ГРЭС необходимо выполнить через существующие цепи отключения, организованные в ШВОГ с использованием промежуточных реле ШВОГ.

2.6.3 Устройства фиксации состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования

Устройства фиксации предназначены для:

- фиксации трехфазного (однофазного) отключения ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, выключателя;
- фиксации состояния ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, выключателя;
- формирования и выдачи аварийных сигналов.

Для выполнения функций фиксации отключения и фиксации эксплуатационного состояния электросетевого оборудования для нужд АПНУ Нерюнгринской ГРЭС должны использоваться функции:

- ФОТ – фиксация отключения трансформатора (автотрансформатора);
- ФОЛ – фиксация отключения линии электропередачи;
- ФОСШ – фиксация отключения системы (секции) шин;
- ФОВ – фиксация отключения блока

Алгоритмы и устройства фиксации отключения и состояния ЛЭП, и оборудования должны быть сертифицированы на соответствие требованиям СТО 59012820.29.020.008-2018 [53].

В соответствии с [53] устройства фиксации отключения и фиксации эксплуатационного состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования должны предусматривать возможность реализации алгоритмов ФОВ, ФВВ. Для реализации алгоритмов ФОВ, ФВВ в устройстве ФОЛ необходимо использовать следующие входные сигналы:

- сигналы индикаторов тока через электромагниты отключения (ЭМО);
- включенное состояние выключателей;
- отключенное состояние выключателей;
- сигналы состояния разъединителей выключателей.

Для фиксации состояния сетевого оборудования предусматриваются ключи ручной фиксации состояния контролируемого присоединения.

Аварийные сигналы устройств фиксации сетевого оборудования, а также их состояния передаются в АПНУ дискретными сигналами.

2.6.4 Автоматика ограничения снижения частоты

АОСЧ предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или её части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или её части на изолированную работу.

Установка АЧВР не требуется в связи с тем, что Нерюнгринская ГРЭС является тепловой электростанцией.

В соответствии с [53] необходимо реализовывать на всех ТЭС установленной мощностью 25 МВт и более, ЧДА должно осуществлять выделение электростанции, её части или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды. При проектном обосновании допускается осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на изолированный район нагрузки. ЧДА позволяет при системных авариях, приводящих к частичному или полному погашению энергосистемы в следствии лавины частоты:

- сохранить в работе электростанцию или её часть, при выделении на изолированный район – также часть потребителей;

- минимизировать время восстановления нормального режима (отсутствие необходимости разворота погашенной электростанции), восстановления электроснабжения отключённых потребителей.

ЧДА предназначена для предотвращения полного останова электростанции при недопустимом снижении частоты в энергосистеме [53].

2.6.5 Автоматика ограничения повышения частоты

АОПЧ предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности или технологических защит от повышения частоты вращения турбин ТЭС, ГЭС и АЭС.

Существующее устройство АОПЧ Нерюнгринской ГРЭС выполнено на электромеханической базе с двумя статическими реле частоты: одно реле частоты подключено к измерительным цепям напряжения ТН-220, другое реле частоты – к измерительным цепям напряжения ТН-110. В схеме АОПЧ в цепи контактов каждого реле частоты установлены накладки, оперативным вводом/выводом которых предусмотрен выбор контроля частоты на шинах 220 кВ или 110 кВ.

Вновь устанавливаемая АОПЧ Нерюнгринской ГРЭС должна соответствовать требованиям ГОСТ [53].

Схема АОПЧ уточняется на этапе расчетов динамической устойчивости генерирующего оборудования Нерюнгринской ГРЭС, выполняемых в рамках разработки рабочей документации по проекту «Строительство 2-й очереди Нерюнгринской ГРЭС».

2.6.6 Автоматика ограничения снижения напряжения

АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности снижения напряжения по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

2.6.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования

АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

Устройство АОПО должно осуществлять контроль действующего значения тока и срабатывать при выявлении превышения в любой из трех фаз током по защищаемому элементу заданной величины при заданной температуре окружающей среды, в устройствах АОПО должно быть предусмотрено не менее трех ступеней с контролем величины и длительности токовой нагрузки защищаемого элемента [5].

2.7 Технические требования к вновь устанавливаемым или модернизируемым устройствам ПА и УПАСК

ЛАПНУ предназначена для выбора управляющих воздействий (УВ) с целью сохранения статической и/или динамической устойчивости параллельной работы энергосистемы при аварийных возмущениях в заданном районе управления

ЛАПНУ должна поддерживать выполнение следующих функций [8]:

- ввод и обработка доаварийной информации;
- выбор дозировки УВ по табличному методу П-ДО;
- запоминание рассчитанной дозировки УВ;
- осуществление цикла аварийного управления – вывод команд управляющих воздействий при поступлении пусковых сигналов;
- связь с верхним уровнем;
- автоматическое и ручное управление режимами работы ЛАПНУ;
- автоматическое и ручное управление аппаратной частью двухблочного комплекса (одно или двухблочный режим работы);
- автоматический контроль и тестирование аппаратной части;
- сервисные функции (оперативное и техническое обслуживание, сигнализация, регистрация);
- ведение протокола срабатывания автоматики;

- регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий;
 - должно обеспечивать возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние регистраторы аварийных событий и процессов;
 - должна быть предусмотрена возможность синхронизации с глобальными навигационными системами. Все зарегистрированные в устройстве ЛАПНУ данные должны иметь метки всемирного координированного времени;
 - должна быть обеспечена возможность дистанционного изменения групп уставок;
 - должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств с сигнализацией о неисправности;
- возможность автоматического (по сигналам УПАСК) и оперативного вывода из работы/ввод в работу ЛАПНУ.

В составе ЛАПНУ должна быть предусмотрена функция АРО СГО. АРО СГО должна обеспечивать выполнение следующих функций [5]:

- фиксация отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- фиксация состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;

ЛАПНУ должна обеспечивать возможность оперативного перевода посредством АРМ воздействий с одних УВ на другие

Возможность работы ЛАПНУ в централизованном режиме в качестве низового устройства программно-аппаратного комплекса централизованной системы противоаварийной автоматики (ПАК ЦСПА).

В составе ЛАПНУ должна быть предусмотрена функция АРС. АРС должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- выбор генераторов для реализации требуемого объема (требуемой ступени) УВ ПА (ОГ) в зависимости от доступного объема УВ;

2.8 Решения по интеграции в АСУ ЭЧ

Устройства ПА интегрированы в АСУ ЭЧ по протоколу МЭК 61850-8 медными или оптическими линиями связи (определить в проекте). Топология сети – «двойная звезда». Функционирование устройств релейной защиты и автоматики должно быть автономным и не зависеть от состояния АСУ ЭЧ.

Проектируемые микропроцессорные устройства ПА поддерживают функцию дистанционного управления с АРМ оперативного персонала и ДЦ;

Проектируемые микропроцессорные устройства ПА поддерживают функцию передачу файлов осциллограмм в автоматическом режиме.

При выборе МП устройств ПА должны быть учтены требования Технической политики Группы РусГидро и типовых проектных решений по ПА, в том числе:

- информационный обмен АСУ ТП с контроллерами присоединений и терминалами РЗА - с использованием протокола IEC 61850-8;
- файлы осциллограмм аварийных событий должны передаваться в АСУ ТП в формате установленным международным стандартом IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04/IEEE C37.111-2013 «Measuring relays and protection equipment Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems» [45].

2.9 Выводы

Проведенный анализ инновационным технологиям показал, что для развития сети в рассматриваемом регионе целесообразно применение КРУЭ из-за района предполагаемого строительства ПС 220 кВ Невельская. Проведенный анализ по технологии цифровой ПС показал, что для подключения новой ПС целесообразно ее применение. Так же анализ показал, что при строительстве ПС 220 кВ Невельская необходимо использовать новейшие подходы в контролировании энергосистемы при помощи устройств противоаварийной автоматики. Применение данные подходов в ПА, позволит увеличить надежность работы энергосистемы как в локальном районе, так и на более высоком уровне ее структуры.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС 220 КВ НЕВЕЛЬСКАЯ

Для успешного решения поставленной задачи нужно изучить несколько различных схем электрической сети, провести их тщательный технический анализ и определить наиболее эффективный вариант дальнейшего инновационного развития.

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её проектировании

Электрические сети могут иметь разнообразные схемы, каждая из которых имеет свои собственные плюсы и минусы. Замкнутые сети обладают единым уровнем номинального напряжения, что делает их эксплуатацию более простой. Кольцевые схемы обеспечивают большую надежность и удобство в обслуживании, однако они также характеризуются более высокими потерями энергии. В отличие от них, разомкнутые сети проще в реализации и имеют меньшие потери, но по уровню надежности они уступают кольцевым. Таким образом, выбор конфигурации сети представляет собой компромисс, который учитывает требования к надежности, удобству эксплуатации и эффективности.

При выборе первичной схемы подстанции необходимо учитывать количество доступных линий и их рабочее напряжение. Лучше всего выбирать более простые схемы, которые содержат меньшее количество выключателей. Это поможет сократить расходы и улучшить надежность всей системы [14, 35].

С учетом изложенных выше критериев, были созданы четыре упрощенных варианта по проектировании электрической сети, представленные на рисунках 3.1-3.8. Эти проекты являются оптимальными решениями. Схемы наглядно иллюстрируют разные методики обновления действующей сети, что способствует повышению эффективности и надежности системы электроснабжения.

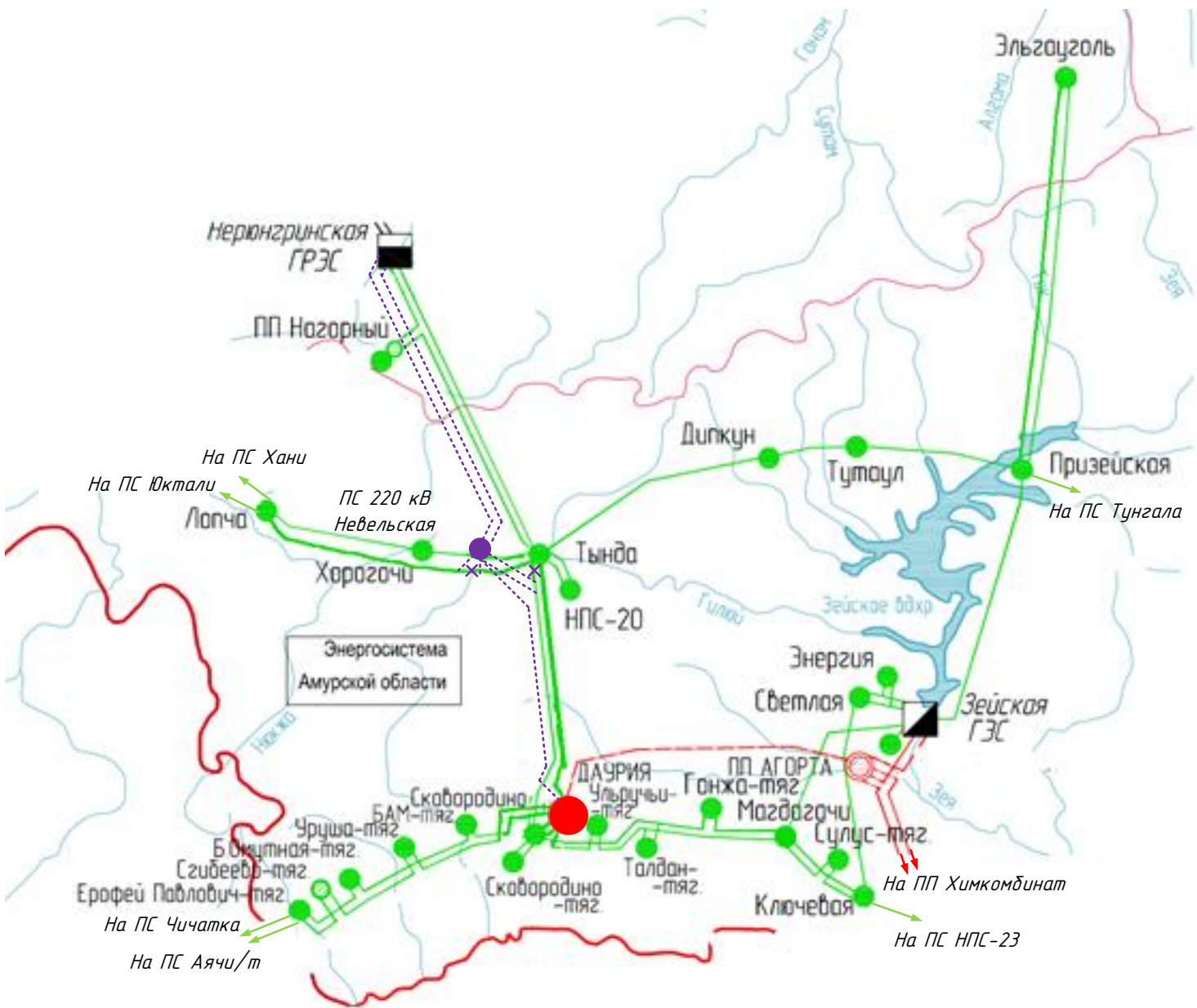
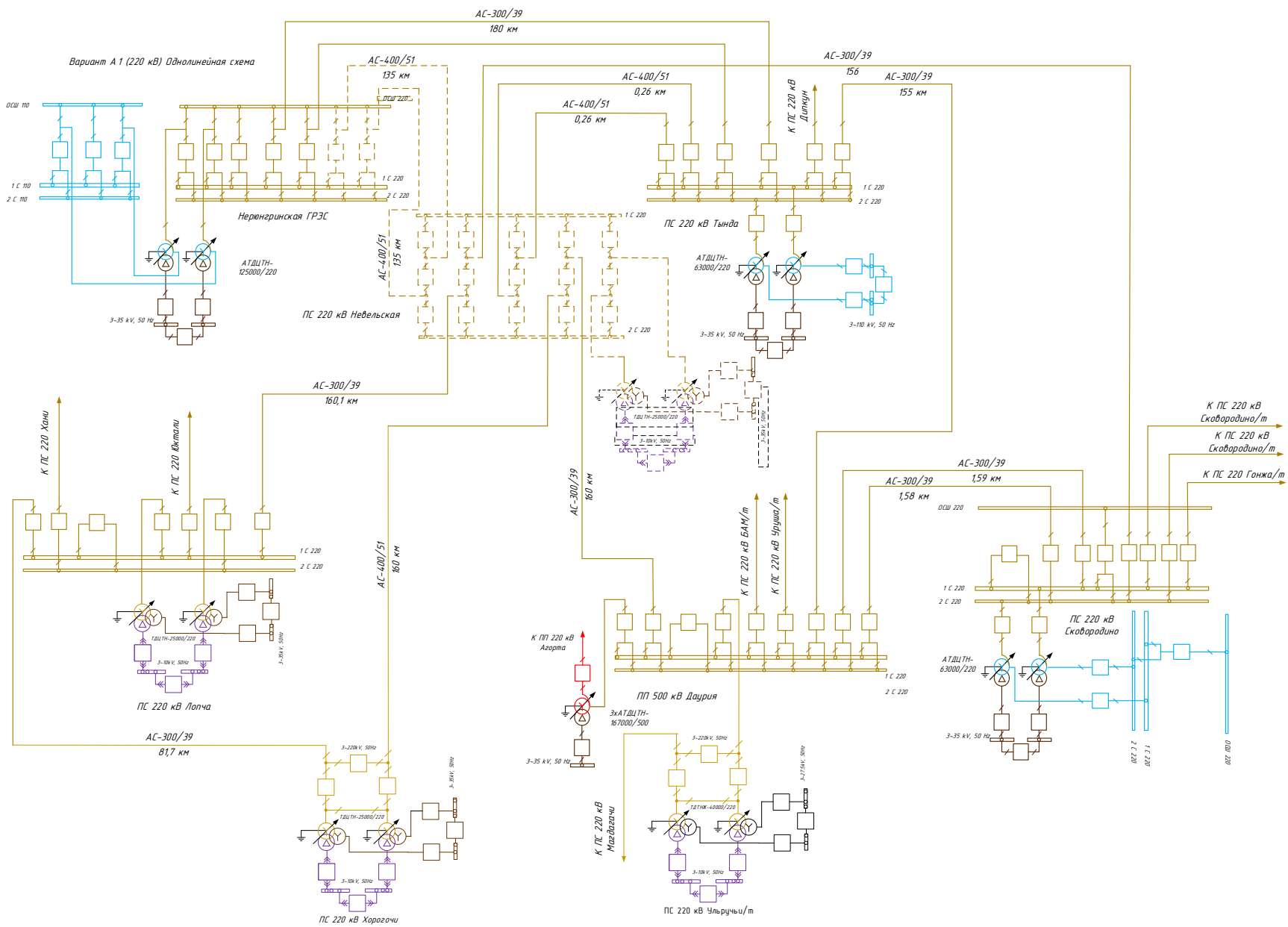


Рисунок 3.1 – Вариант №1 реконструкции электрической сети



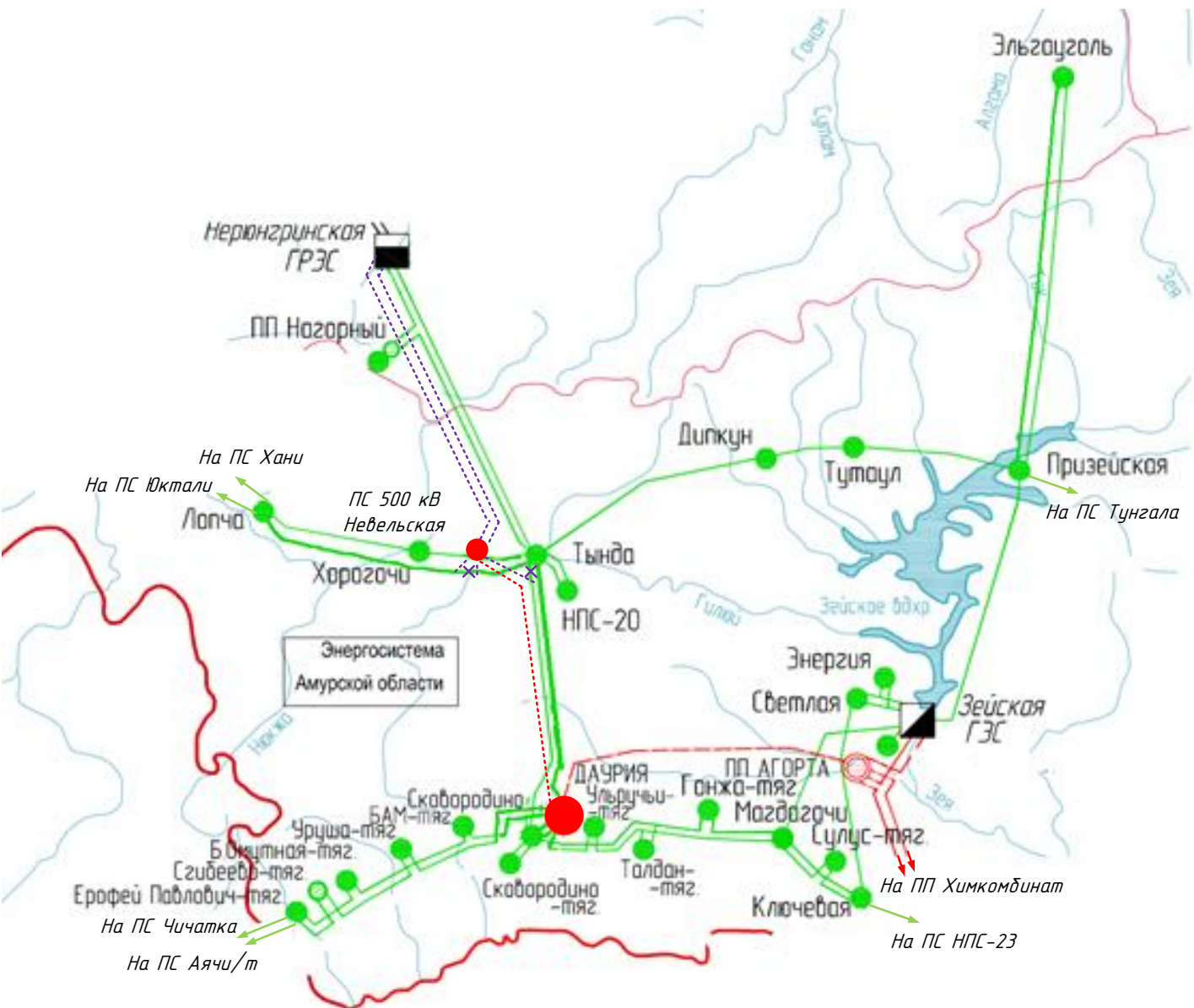
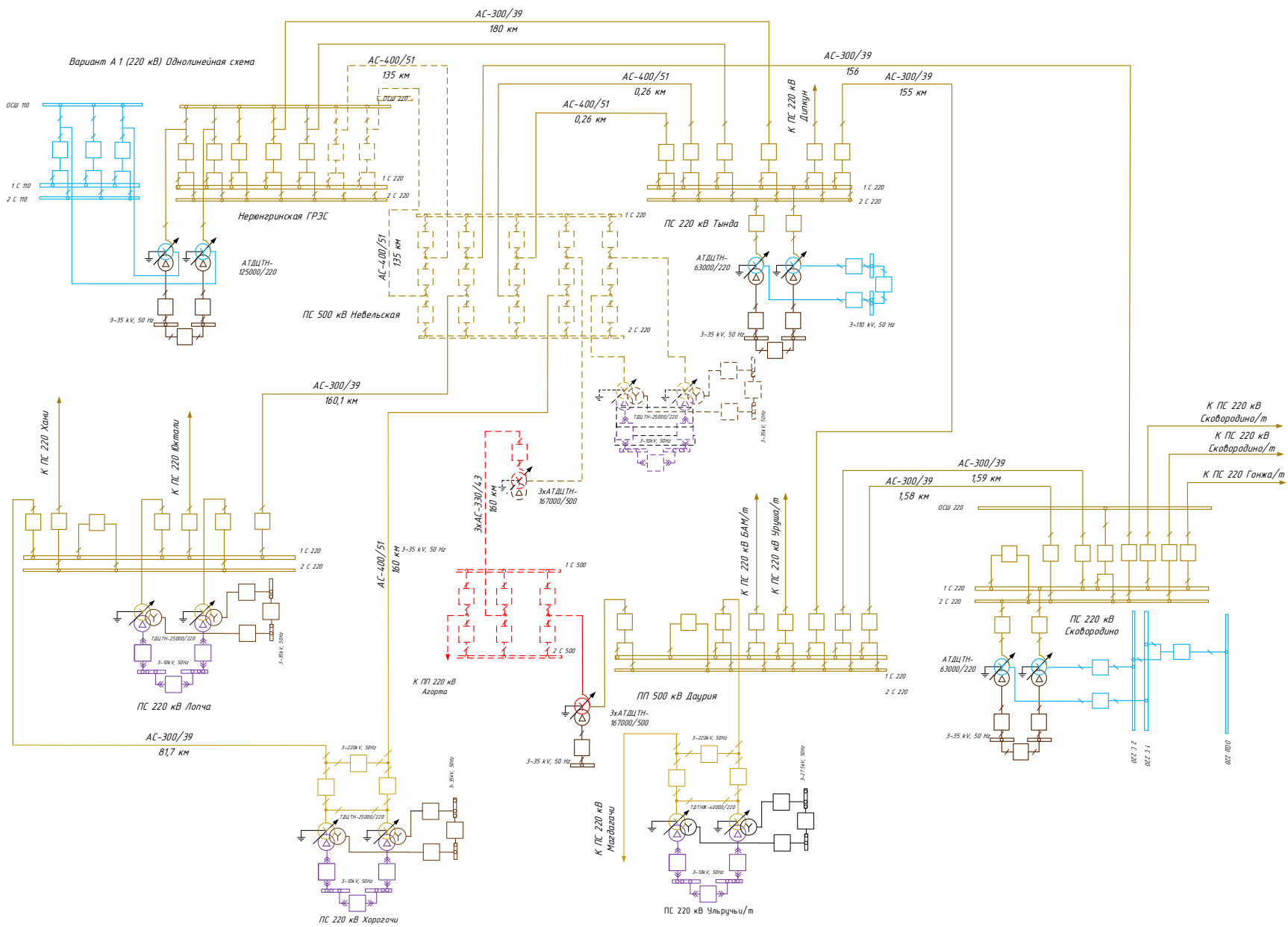


Рисунок 3.3 – Вариант №2 реконструкции электрической сети



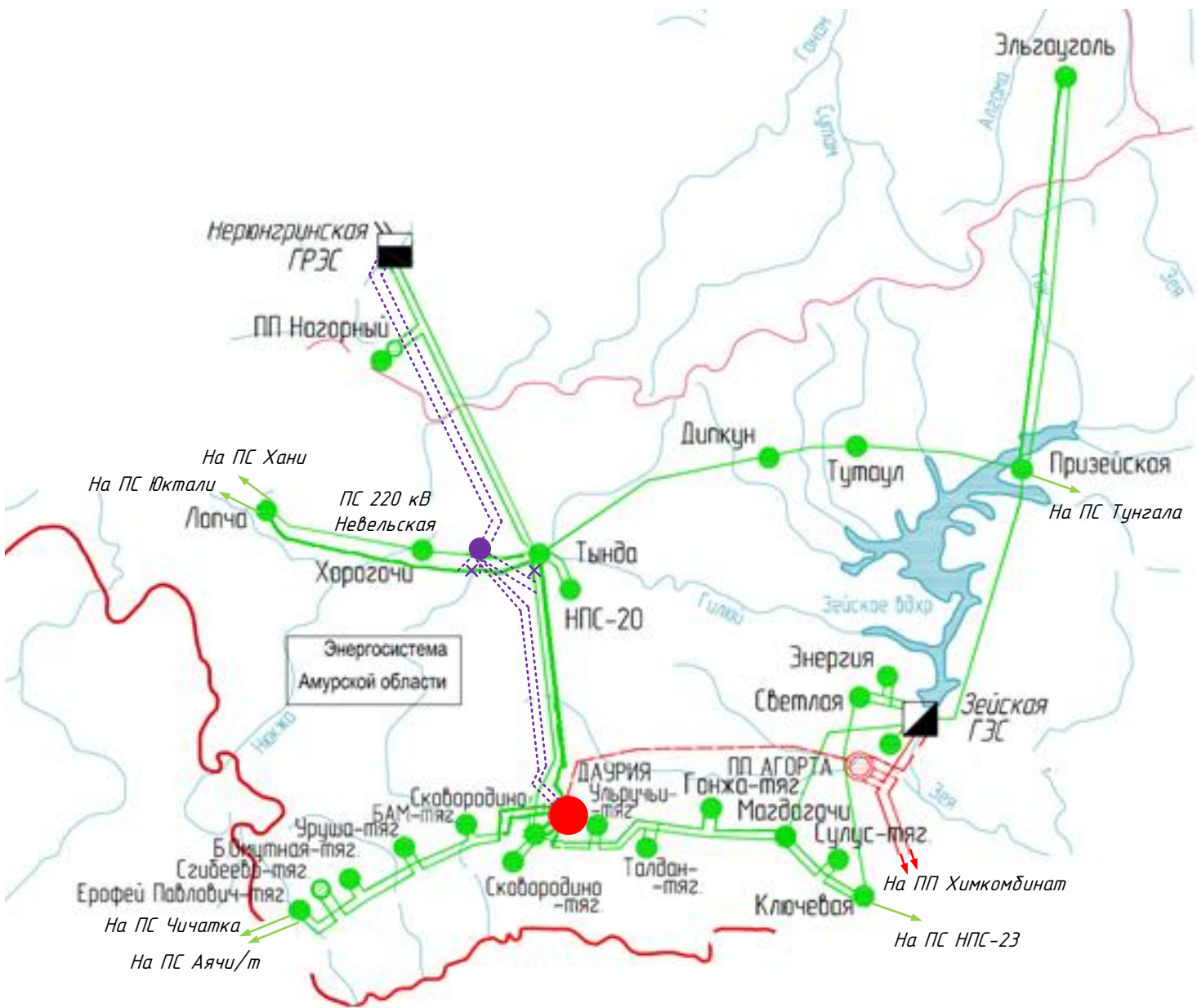


Рисунок 3.5 – Вариант №3 реконструкции электрической сети

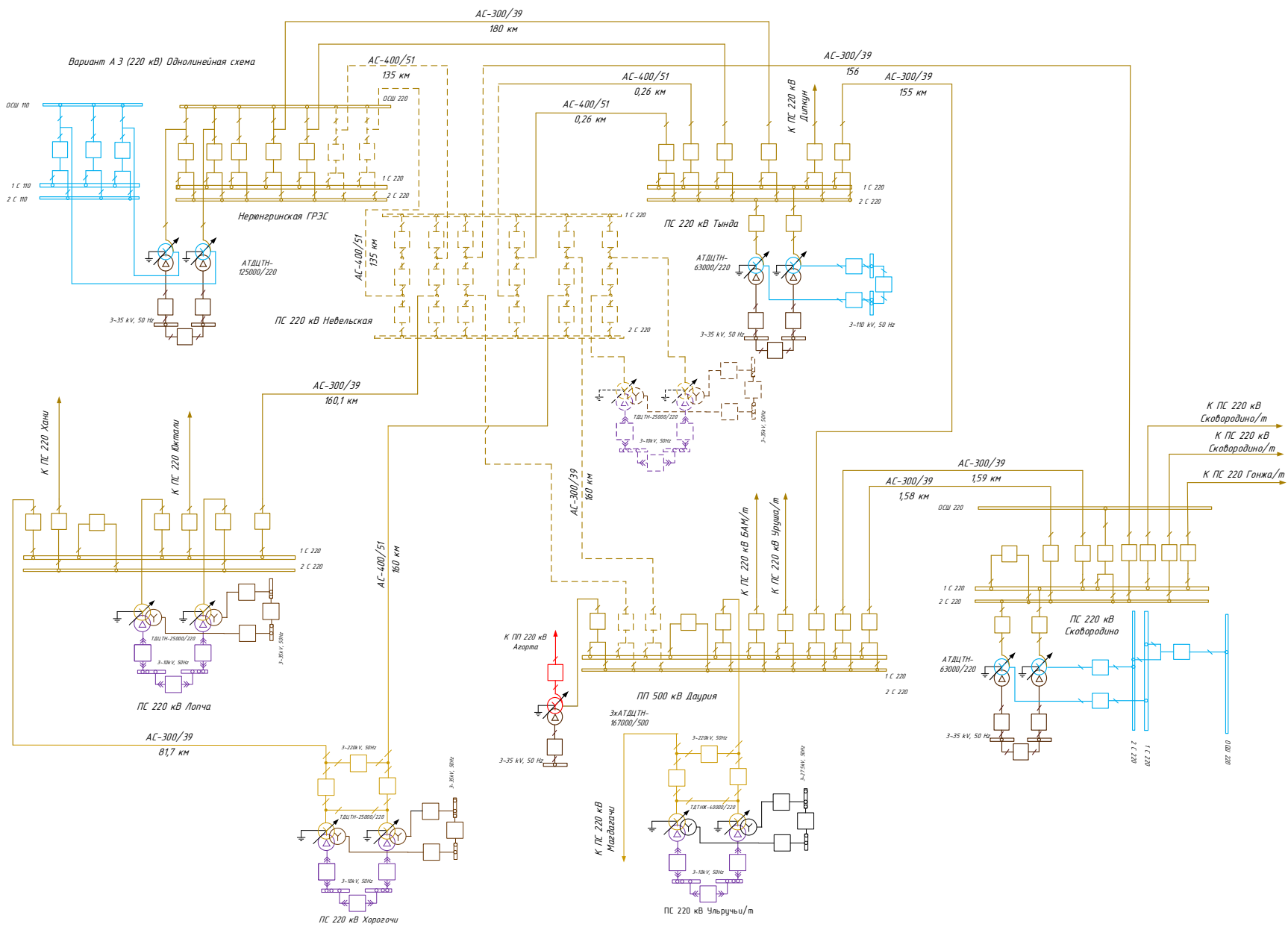


Рисунок 3.6 - Схема электрических сетей Варианта №3

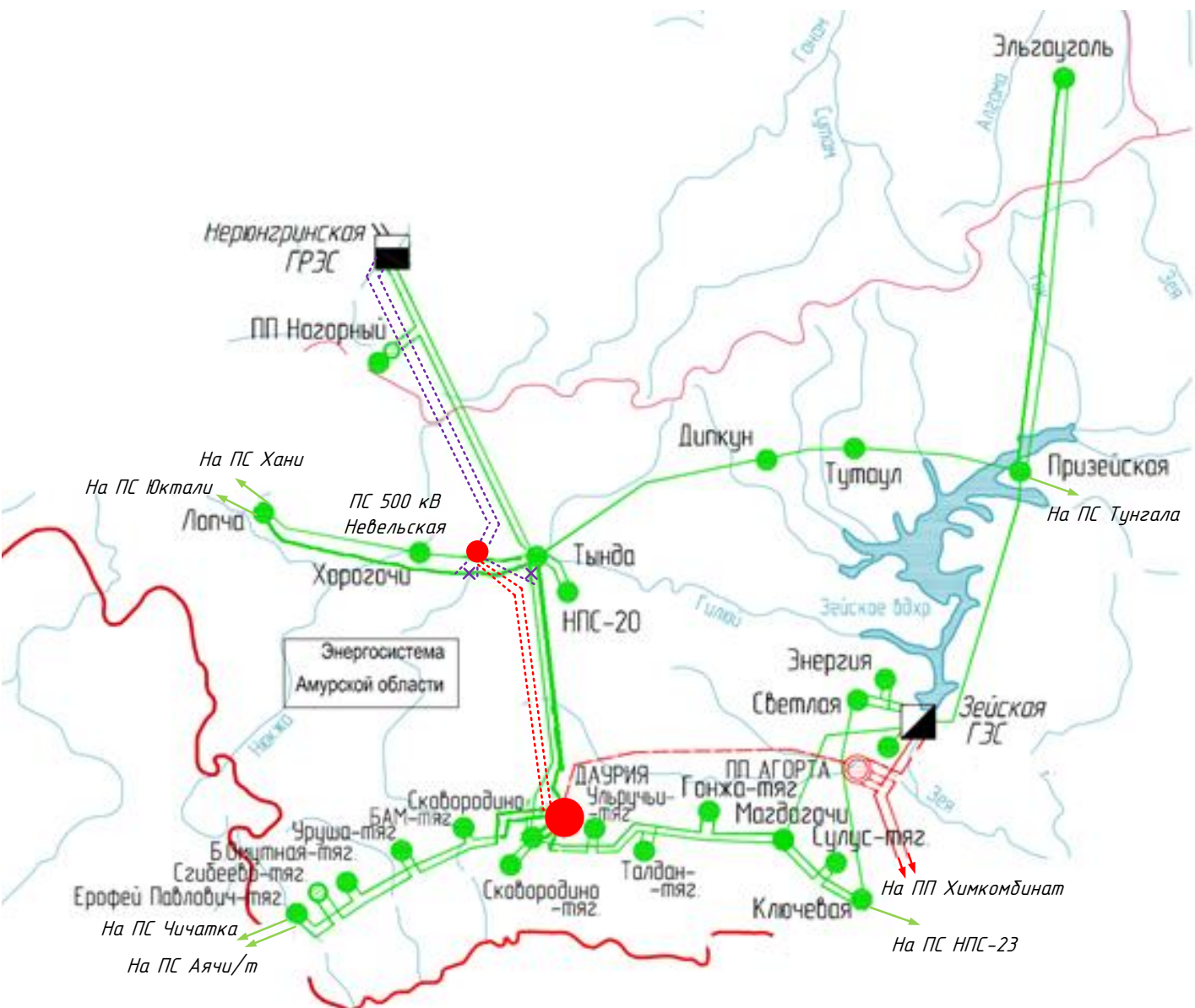


Рисунок 3.7 – Вариант №4 реконструкции электрической сети

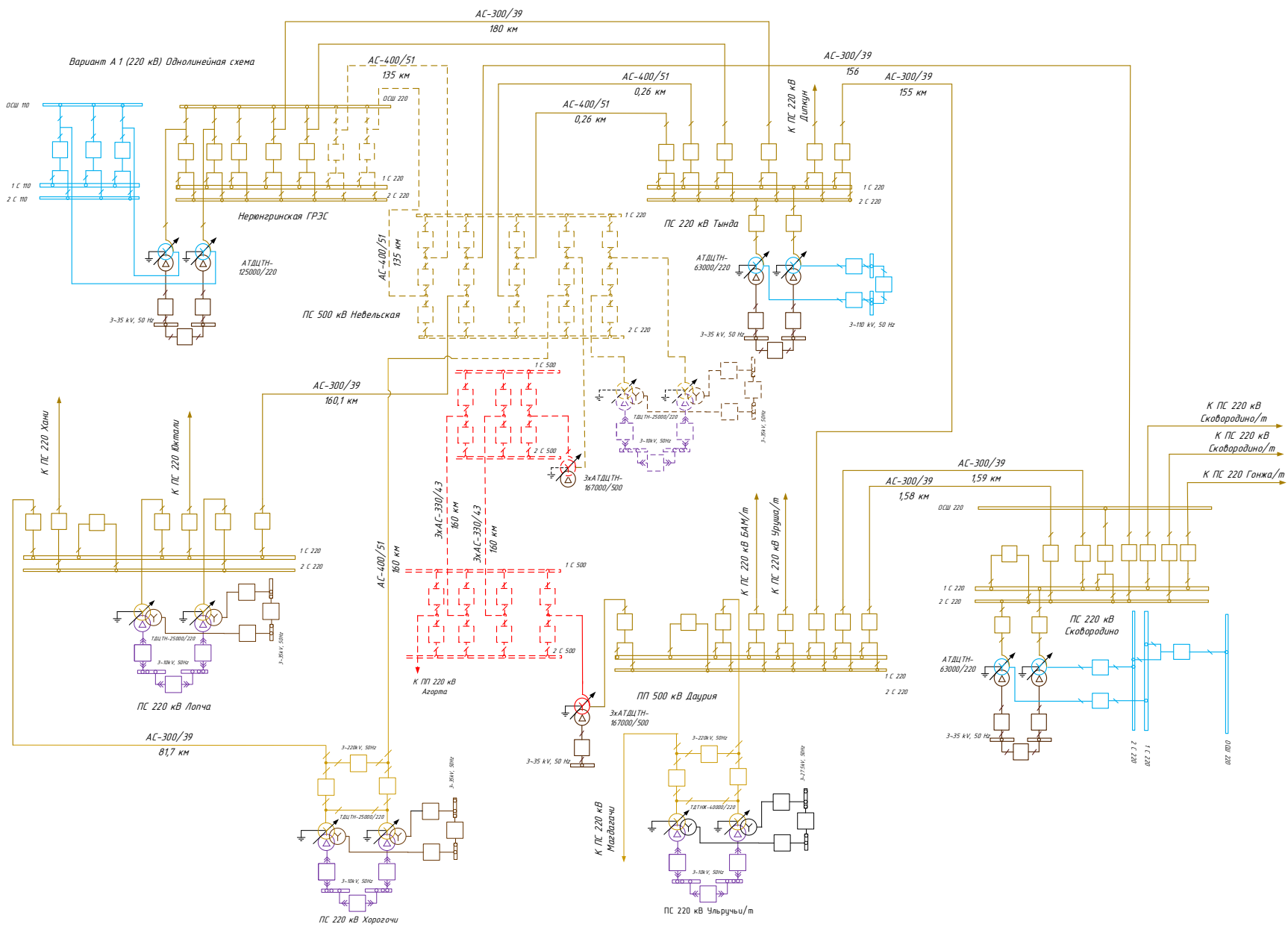


Рисунок 3.8 - Схема электрических сетей Варианта №4

Вариант реконструкции №1 предполагает строительство ПС 220 кВ Невельская с реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Лопча со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 2, реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 1, реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында с перезаводом на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1, 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая, строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 160 км с заходом на ПС 220 кВ Невельская.

Вариант реконструкции №2 предполагает строительство ПС 500 кВ Невельская с реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Лопча со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 2, реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 1, реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында с перезаводом на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1, 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 160 км с заходом на ПС 500 кВ Невельская.

Вариант реконструкции №3 предполагает строительство ПС 220 кВ Невельская с реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Лопча со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында

№ 2, реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Невельская –Тында
№ 1, реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында с перезаводом на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1, 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая, строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 165 км с заходом на ПС 220 кВ Невельская.

Вариант реконструкции №4 предполагает строительство ПС 500 кВ Невельская с реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Лопча со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында
№ 2, реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Невельская –Тында
№ 1, реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында с перезаводом на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1, 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая, строительство двух линий ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская №1 и ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская №2 ориентировочной протяженностью 160 км каждая с заходом на ПС 500 кВ Невельская.

В таблице 3.1, представленной ниже, указаны общие длины линий и количество выключателей, соответствующих каждой из указанных схем. Данные длины были рассчитаны с учетом различных методов подключения новой подстанции к уже существующей сети [43].

Таблица 3.1 – Суммарные длины линий и количество выключателей в разработанных схемах

№ схемы	Суммарная длина линий 220 кВ, км	Суммарная длина линий 500 кВ, км	Количество выключателей 220 кВ, шт	Количество выключателей 500 кВ, шт
1	437	0	18	0
2	277	170	17	7
3	442	0	21	0
4	277	340	17	14

Выбор наиболее оптимального варианта реконструкции электрической сети будет осуществляться по следующим показателям:

- меньшая суммарная длина линии;
- минимальное количество выключателей.

Согласно представленным данным, наиболее подходящим вариантом для дальнейшего изучения реконструкции электрической сети является первый вариант, который выделяется минимальным количеством выключателей на уровне напряжения 500 кВ. Второй вариант также имеет свои преимущества, однако при применении напряжения 500 кВ его стоимость может значительно превышать затраты первого варианта [40].

3.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

При выборе схемы РУ ПС 220 кВ Невельская рассматривались два варианта исполнения РУ – схема №220-17 «полуполторная схема» и схема №220-13 «две не секционированные системы шин». В качестве расчётного периода взят 2028 год, учтены вводы следующих электросетевых объектов, присоединяемых на транзите 220 кВ Лопча – Тында – Хани – Чара в период до 2028 года – ПС 220 кВ Сыллахская с максимальной заявленной мощностью 30 МВт согласно утверждённому ТУ и ПС 220 кВ Таборная с максимальной заявленной мощностью 20 МВт согласно утверждённому ТУ. Также отмечаем, что от ПС 220 кВ Чара осу-

ществляется электроснабжение крупного потребителя Удоканский ГМК максимальной заявленной мощностью 146 МВт согласно утверждённым ТУ. В качестве схемно-режимной ситуации при обосновании схемы РУ рассмотрено отключение одной из отходящих ЛЭП 220 кВ с действием УРОВ при отказе выключателя среднего ряда в полуполупроводниковых цепочках на ПС 220 кВ Невельская [54].

Реализация РУ 220 кВ на подстанции 220 кВ Невельская по схеме № 220-17 обеспечивает сохранение стабильности и соответствие допустимым параметрам электроэнергетического режима в случае отключения любой из линий электропередачи (ЛЭП) 220 кВ, отходящих от данной подстанции, а также при отказе общего выключателя на ПС 220 кВ Невельская. Исходя из этого на ПС 220 кВ Невельская целесообразно внедрить схему РУ № 220-17, которая представляет собой «полуполупроводниковую схему» [25].

Фиксация присоединений к полуполупроводниковым цепочкам ПС 220 кВ Невельская приведена ниже на рисунке 3.9 [26]:

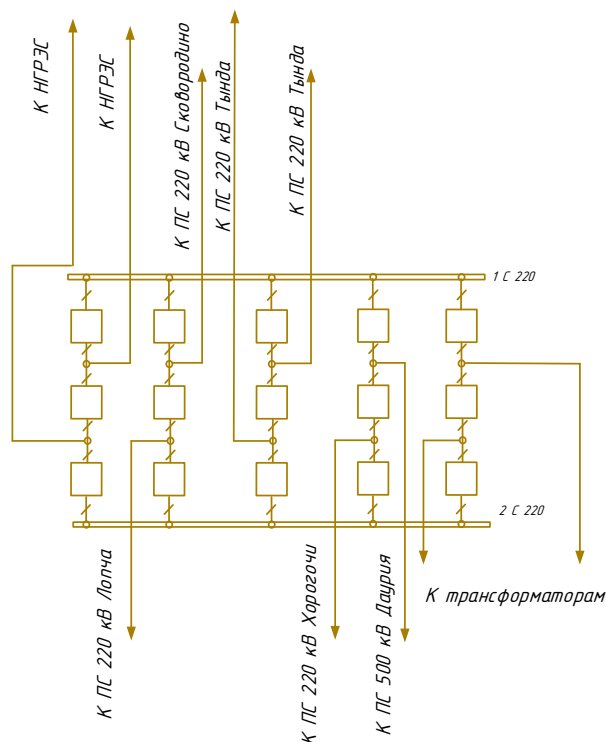


Рисунок 3.9 – Фиксация присоединений к полуполупроводниковым цепочкам ПС 220 кВ Невельская

Связь проектируемого ПС 220 кВ Невельская с внешней электрической сетью в соответствии с заданием на проектирование на разных этапах строительства выполняется при помощи организации заходов, проектируемых ЛЭП 220 кВ на ПС в объеме данного исследования:

- ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 2;
- ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча;
- ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская;
- КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 1;
- КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 2.

Подключения и заходы к приемным порталам ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и 2, а также ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча и ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская, а также КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 2 будут осуществляться с использованием проводов марки АС с сечением 400/51 мм². На некоторых участках этих линий будут применяться провода марки АС с сечением 400/93 мм². Что касается подключений к приемным порталам ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи, ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 1, то для них предусмотрено использование проводов марки АС с сечением 300/39 мм², что соответствует установленным рекомендациям по расчету режимов.

Определение схем распределительных устройств (РУ) производится на основании числа подключений, принимая во внимание обеспечение стабильной работы энергосистемы в различных режимах, в соответствии с нормами, установленными ПАО «ФСК ЕЭС» [52].

Согласно стандарту СТО 56947007-29.240.30.010-2008, схема распределительного устройства обязана соответствовать следующим требованиям [52]:

1) Гарантировать необходимую надежность функционирования распределительных устройств (РУ) с учетом условий электроснабжения потребителей,

исходя из категорий электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным соединениям [52].

2) В условиях послеаварийных ситуаций возможно уменьшение или полное прекращение транзитных перетоков электроэнергии, а также введение ограничений на электроснабжение потребителей, при этом необходимо сохранять устойчивость в электрических цепях и соблюдать допустимые токовые нагрузки для оборудования [52].

Проектируемая схема РУ 220 кВ для подстанции Невельская была разработана с учетом требований надежности электроснабжения новых объектов энергосистемы. При этом также учитывались перспективы дальнейшего развития системы. Данные были получены в результате расчета энергетических режимов, включая оценку технико-экономической целесообразности. В связи с этим рассматриваются два варианта.

Вариант №1. РУ 220 кВ по схеме № 220-17 «Полуторная схема»; Вариант №2. РУ 220 кВ по схеме № 220-13 «Две рабочие системы шин».

3.3 Анализ рассматриваемых схем распределительного устройства РУ 220 кВ

Анализ различных вариантов реализации схемы проектируемого распределительного устройства 220 кВ на подстанции 220 кВ Невельская:

Вариант №1: РУ 220 кВ по схеме № 220-17 «Полуторная схема»/

Данная схема используется для узловых подстанций, где количество подключений составляет шесть и более. Она также необходима в ситуациях, когда потеря сразу двух линий при выходе из строя любого из выключателей недопустима с точки зрения устойчивости энергосистемы. В таких случаях необходимо наличие трех выключателей на два линейных подключения [52].

Преимущества данной схемы:

- Электромагнитные блокировки и действия с разъединителями имеют простую и стандартизированную структуру, что, в свою очередь, приводит к снижению числа сбоев, связанных с ошибками сотрудников;

– Каждое подключение осуществляется через разветвление выключателей, что представляет собой дополнительное преимущество данной схемы в условиях ремонта и послеаварийных ситуаций;

– В случае отключения выключателей, подключенных к сборным шинам, может быть потеряна не более одной линии или одного трансформатора, что является приемлемым с точки зрения устойчивости системы;

– В ходе запланированного ремонта одной из ВЛ и неожиданного отключения другой, прерывание передачи мощности по линии 220 кВ не наблюдается.

Проектная схема включает опцию подключения резервных линий по «Полуторной» схеме, что подразумевает использование двух линий, проходящих через три выключателя. Это позволит при необходимости увеличить мощность подстанции 220 кВ, добавив дополнительные линии к каждому распределительному устройству 220 кВ.

Недостатки данной схемы [52]:

– Занимает значительную площадь из-за способа подключения линий и размещения устройств в ячейках, организованных в три ряда;

– Для обеспечения возможности подключения новых линий и дальнейшего развития необходимо изначально предусмотреть более обширный участок земли на этапе проектирования.

Вариант 2. Система РУ 220 кВ согласно схеме № 220-13 «Две рабочие шинные системы».

Данная схема используется для узловых подстанций.

Преимущества данной схемы:

– Даёт возможность сохранять в процессе работы линии, которые резервируются не парами;

– Не нужно строго фиксировать соединения в системах сборных шин, что обеспечивает значительную гибкость в эксплуатации схемы.

– Требуем минимальных площадей для размещения с учётом числа подключений при установке одного шинного разъединителя на каждое подключение.

– относительно недорогая схема, принимая во внимание количество присоединений.

Недостатки данной схемы:

– В отличие от схемы с одной секционированной системой, использование сборных шин подразумевает необходимость установки второго шинного разъединителя на каждом соединении. Его цена варьируется от 15 до 25% от стоимости выключателя;

– В случае, если секционный выключатель, который функционирует исправно, откажет, это может привести к полному отключению распределительного устройства;

– В процессе оперативных переключений сборные шины обладают прямой электрической связью на разветвлениях, которые обеспечиваются шинными разъединителями. В случае возникновения неисправностей может произойти полное отключение распределительного устройства.

3.4 Анализ компоновочных решений вариантов схем распределительного устройства РУ 220 кВ

Вариант №1: РУ 220 кВ по схеме № 220-17 «Полуторная схема».

В данном варианте компоновка РУ ПС 220 кВ Невельская принята с трёхрядным расположением оборудования в ячейках согласно тому типовых решений, с применением гибридной ошиновки (сборные шины РУ выполнены жесткой ошиновкой).

Преимущества компоновки варианта №1:

- достаточно высокая плотность застройки территории с учетом всех присоединений, в том числе и в объеме смежных инвестиционных проектов;
- наглядность компоновки (перемычки между сборными шинами расположены отдельно и визуальным образом в плане легко определяются);
- перемычки с выключателями расположены вне ошиновок сборных шин.

Недостатки компоновки варианта №1:

- занимает большую площадь по сравнению со схемой по варианту №2;
- требуется больше места под перспективные присоединения с учетом перспективного расширения;
- требуется больше шинных и ячейковых порталов, и, как следствие, гирлянд изоляторов и провода.

Вариант №2. РУ 220 кВ по схеме № 220-13 «Две рабочие системы шин»

В данном варианте компоновки РУ 220 кВ ПС 220 кВ Невельская рассматривается с однорядным расположением выключателей в ячейках с учетом тома типовых решений. Компоновочные решения учитывают возможность расширения ПС с увеличением присоединений, с гибкой ошиновкой.

Преимущества компоновки варианта №2:

- высокая плотность застройки территории с учетом всех присоединений, в том числе и в объеме смежных инвестиционных проектов;
- высокая наглядность, так все оборудование по присоединениям находится в пределах одной ячейки;
- занимает меньшую площадь, в том числе за счет сокращения длины ячеек и количества ячейковых пролётов.

Недостатки компоновки варианта №2:

- в открытом исполнении РУ, с увеличением количества присоединений больше 8, требуется выполнять конструктивное разделение порталных конструкций в связи с невозможностью применения большого количества порталных конструкций (более 9 ячейковых порталов), собранных в единую конструкцию [42].
- основное оборудование находится под ошиновкой ячеек.

Для определения наиболее приоритетного варианта схемы 220 кВ исходя из минимума затрат производится оценка стоимости вариантов схем по методу дисконтированных затрат.

3.5 Оценка стоимости капиталовложений по вариантам схем РУ 220 кВ для ПС 220 кВ Невельская по методу дисконтированных затрат

В данном разделе произведен расчёт и оценка стоимости строительства ПС 220 кВ Невельская для рассматриваемых вариантов схем РУ 220 кВ без учета отвода земли под каждый вариант.

Цены приведены в базисном уровне цен на 01.01.2000 г. без НДС [49].

Расчет стоимости сооружения ПС 220 кВ Невельская с учетом вариантов схем РУ 220 кВ.

Общая характеристика района размещения ПС

Место расположения – Амурская область, Дальневосточный ФО (K=1.09) [49].

Рассматриваются 2 основных варианта схем РУ 220 кВ ПС 220 кВ Невельская:

Вариант №1. РУ 220 кВ по схеме №220-17 «Полуторная схема»; Вариант №2. РУ 220 кВ по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин». Количество выключателей:

В 1-м варианте на ВН – 15 шт. Во 2-м варианте на ВН – 11 шт.

Количество отходящих линий – 8 ЛЭП + 1 ЛЭП и 1 АТГ (перспектива развития):

ЗРУ 10 кВ – двухсекционное, рассчитанное на установку 5 ячеек вакуумных выключателей.

В РУ 220 кВ на установку принимаем элегазовые выключатели, в КРУ 10 кВ – ячейку КРУ на базе вакуумных выключателей.

Вид строительства – новое (КОСТ=0 тыс. руб.) [49].

Срок сооружения РУ – 1 календарный год (условно) [49].

Пересчёт стоимости с уровня цен 01.01.2000 г. к уровню цен на II квартал 2025 г. осуществлён с использованием индексов цен, согласно письму Министерства строительства и коммунального хозяйства РФ № 31799-ИФ/09 от 01.02.2025 г. – $K_{пер}=17,07$ – эксплуатация машин и механизмов (2 ценовая зона Амурской области для площадки проектируемого объекта) [49].

3.5.1 Оценка стоимости вариантов схем РУ 220 кВ

Расчёт стоимости капиталовложений по вариантам схем РУ 220 кВ представлен ниже в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 Расчет стоимости капиталовложений для разных вариантов схем РУ 220 кВ ПС 220 кВ Невельская

Составляющая затрат	Номер Табл. с расценкой/(формула)	Вариант №1 Схема № 220-17 «Полуторная схема»	Вариант №2 № 220-13 «Две рабочие системы шин»
1	2	3	4
Расчет базисной стоимости основных элементов схемы ПС:			
Количество ячеек выключателей 220кВ по схеме, шт.	-	15	11
Стоимость ячейки одного комплекта выключателей 220 кВ в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб	Табл. 13	14698	14698
Стоимость дополнительного одного комплекта ТТ(разъединителей) 220кВ в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб	0,4х(0,6х Табл. 13)	40%х(60%14698)=3527.52	20%х(60%14698)=1763.76.08
Базисная стоимость дополнительных комплектов ТТ 220 кВ в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб	10хп.2.1	10х3527,5=35275.2	10х1763,76=17637.6
Базисная стоимость РУ 220 кВ, тыс. руб.	п.1х п.2+п.2.2	255 745.2	179 315.6
Постоянная часть затрат (таблица 25) (подготовка и благоустройство территории, ОПУ, СН, СОПТ, дороги, ограждение и проч.)	Табл.25	57152	39104

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4
Итого в базисных ценах (01.01.2000), тыс. руб.	П.3+П.4	312897.2	218419.6
Итого с учётом коэффициента, учитывающего сейсмичность ПС (1,04 произв. Здания и 1,03 ОРУ) сейсмичность площадки 8 баллов) в базисных ценах (01.01.2000), тыс. руб.	-	325 834.979	228 972.35
Временные здания и сооружения (1%)		3058.4216	2148.92
Прочие работы и затраты (8,5%)		25996.5836	18265.83
Содержание службы застройщика (3%)		9175.2648	6446.76
Проектно-изыскательские работы (8%)		24467.3728	17191.37
Итого в базисных ценах (01.01.2000), тыс. руб.	П.6+П.7+ П.8+П.9+ П.10	388 533	273 025.23
Стоимость строительства с учетом регионального коэффициента 1,09 (для ДВФО) в базисном уровне цен (01.01.2000):		423 500.56	297 597.50
Стоимость строительства в ценах II квартала 2025 года ($K_{пер}=17,07$):	П.11* Кпер	7 229 154.53	5 079 989.29

При сравнении вариантов схем учтено, что в схеме №220-17 требуется установка дополнительного комплекта ТТ на каждое присоединение, стоимость которого составляет ~ 40% стоимости выключателя. Учитывая, что в базисной

стоимости ячейки выключателей по укрупненным нормативам цен оборудование составляет 60%, соответственно дополнительная стоимость комплекта ТТ принята 40% ($60\% \cdot 14698$) = 3527,5 тыс. руб. (базисная стоимость).

При сравнении вариантов схем учтено, что в схеме № 220-13 требуется установка на каждом присоединении второго шинного разъединителя, стоимость которого составляет 15-25% (для расчётов принято среднее значение 20%) стоимости выключателя. Учитывая, что в базисной стоимости ячейки выключателей по укрупненным нормативам цен оборудование составляет 60%, соответственно дополнительная стоимость комплекта разъединителей на одно присоединение принята 20% ($60\% \cdot 14698$) = 1763,76 тыс. руб. (базисная стоимость).

3.5.2 Расчет дисконтированных затрат

Для сравнения вариантов строительства РУ 220 кВ ПС 220 кВ Невельская был выполнен расчет дисконтированных затрат строительства, в том числе с учетом сроков службы оборудования и издержек на текущую эксплуатацию и ремонт.

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ рассчитываются по формуле [49]:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t - I_t - K_{тоос}) \cdot (1 + E_{н.д.})^{-t} \quad (3.1)$$

где K_t – капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году,

($0 \leq t \leq t_{расч}$);

I_t – издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{тоос}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции). В данном случае остаточная стоимость не учитывается;

$E_{н.д.}$ – норма дисконтирования.

Ставка дисконтирования принята 10%. Согласно [49].

$t_{расч}$ – нормативный срок службы оборудования. Нормативный срок эксплуатации для оборудования РУ 220 кВ составляет 30 лет.

Расчёт дисконтированных затрат производится, начиная с года, последующего за годом ввода объекта в эксплуатацию. Издержки для каждого года эксплуатации принимаются одинаковыми.

Соответственно формула расчета дисконтированных затрат принимает вид:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = K + I \sum_{t=tn}^{t_{расч}} (1 + E_{н.д.})^{-t} \quad (3.2)$$

Нормативы отчислений на эксплуатационное обслуживание в соответствии [51].

Стоимость зданий и сооружений принята равной постоянной части затрат. В таблице 3.3 приведен расчёт дисконтированных затрат по варианту № 1

Таблица 3.3 Расчёт дисконтированных затрат по варианту № 1 (РУ 220 кВ по схеме №220-17)

Наименование затрат	Сумма дисконтируемых затрат	2025	2026	2027	...	2054	Сум марные издержки
1	2	3	4	5	6	7	8
Стоимость строительства РУ220 кВ ПС 220 кВ Невельская в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб., в том числе:	325834.9794						

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Стоимость с оборудованием РУ 220 кВ в базисном уровне цен, тыс. руб.	266 396.89						
Стоимость зданий и сооружений в базисном уровне цен, тыс. руб.	59438.08						
Норматив отчислений на текущее эксплуатационное обслуживание оборудования РУ 220 ПС 220 кВ Невельская(от капитало- вложений), тыс. руб.	4,9%	13053.4 48	11866.77	10787. 97		822.8816	135359.1
Норматив отчислений на текущее эксплуатационное обслуживание зданий и сооружений (от капиталовложений)	0,5%	297.19	270.17	245.611 9		18.7347	3081.747
Эксплуатационные издержки в базисных ценах (01.01.2000), тыс. руб.	138 440.86						
Эксплуатационные издержки в ценах II квартала 2023 года, тыс. руб. (Кпер=17,07)	2 363 185.47						
Остаточная стоимость	0,00						
Итоговая стоимость строительства РУ 220 кВ в ценах II квартала 2023 года, тыс. руб.	7 229 154.53						
Итого затрат на конец нормативного срока эксплуатации, тыс. руб.							9 592 340.00

Таблица 3.4 Расчёт дисконтированных затрат по варианту №2 (РУ 220 кВ по схеме №220-13)

Наименование затрат	Сумма дисконтируемых затрат	2024	2025	2026	...	2053	Суммарные издержки, тыс.рублей
1	2	3	4	5	6	7	8
Стоимость строительства РУ 220 кВ ПС 220 кВ Невельская в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб., в том числе:	228972.35						
Стоимость с оборудованием РУ 220 кВ в базисном уровне цен, тыс. руб.	188304.19						
Стоимость зданий и сооружений с учетом сейсмичности района строительства в базисном уровне цен, тыс. руб.	40668.16						
Норматив отчислений на текущее эксплуатационное обслуживание оборудования РУ 220 кВ ПС 220 кВ Невельская (откапиталовложений, тыс. руб.	4,9%	9226.90	8388.09	7625.54		581.65	95679.37
Норматив отчислений на текущее эксплуатационное обслуживание зданий и сооружений (от капиталовложений)	0,5%	203.3408	184.8553	168.05		12.81	2108.56

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационные издержки в базисных ценах (01.01.2000), тыс. руб.	97 787.94						
Эксплуатационные издержки в ценах II квартала 2023 года, тыс. руб. (Кпер=17,07)	1 669 240.08						
Остаточная стоимость	0,00						
Итоговая стоимость строительства РУ 220 кВ в ценах I квартала 2025 года, тыс. руб.	5 079 989.29						
Итого затрат на конец нормативного срока эксплуатации, тыс. руб.					6 749 229.37		

В итоге дисконтированные затраты по каждому варианту составляют:

Здиск. РУ вар. №1 = 9 592 340.00 тыс. руб.

Здиск. РУ вар. №2 = 6 749 229.37 тыс. руб.

Рассчитываем относительную разницу дисконтированных затрат по каждому из вариантов схем РУ ПС с вариантом, характеризующимся минимумом дисконтированных затрат, то есть с вариантом № 2 [51]:

$$\delta Z_{\text{диск}}^{n-k} = \frac{Z_{\text{диск}}^n - Z_{\text{диск}}^k}{Z_{\text{диск}}^k} \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

где $Z_{\text{диск}}^k$ – вариант, характеризующийся минимумом затрат;

$Z_{\text{диск}}^n$ – сравниваемый с ним вариант.

$$\delta Z_{\text{диск}}^{n-k} = 42,12\%.$$

В результате проведенного анализа различных схем распределительных устройств 220 кВ для подстанции 220 кВ Невельская, с учетом числа подключаемых воздушных линий 220 кВ и соответствующих компоновок, было установлено, что вариант №2 РУ 220 кВ по схеме №220-13 является наиболее экономически выгодным. Тем не менее, на основе предыдущего опыта сравнительных расчетов, можно отметить, что с увеличением числа подключений разница в стоимости между схемами 220-13 и 220-17 постепенно уменьшается.

С учетом будущего развития энергетической инфраструктуры России до 2028 года, включая проектирование ПМ и увеличение мощности ПС, а также рост промышленного производства в данной области, что приводит к увеличению потребительских нагрузок, проведенные расчеты схемно-режимных ситуаций показывают целесообразность использования схемы РУ 220 кВ на ПС 220 кВ Невельская №220-17 в виде «полуторной схемы».

Заключение по схеме РУ 220 кВ ПС: Опираясь на рекомендации по выбору схемы в зависимости от балансо-режимных условий и учитывая параметры надежности электроснабжения для проектируемых объектов энергосистемы, для подстанции 220 кВ Невельская выбрана схема №220-17 «Полуторная схема». Данная схема обеспечивает стабильность работы при отключении одной из линий электропередачи 220 кВ, отходящей от подстанции Невельская, даже в случае отказа общего выключателя на данной подстанции.

3.6 Проверка номинального напряжения

Определение класса напряжения для электрической сети основывается на двух основных аспектах: уровне потребления энергии и длине линий электропередачи.

3.6.1 Проверка выбранных номинальных напряжений в конкурентных вариантах

Проверим правильность выбранного уровня напряжения в 1 варианте.

Чтобы проверить правильность выбранных классов напряжения в первом варианте, мы применим расчетный метод, основанный на формуле Илларионова.

Эта формула предназначена для линий электропередачи, длина которых составляет до 250 километров, а мощность, передаваемая по ним, не превышает 60 мегаватт [1].

$$U_{\text{рац(Даурия - Невельская)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,3} + \frac{2500}{40}}} = 123 \text{ кВ};$$

На участке электросети Даурия - Невельская допустимое напряжение составляет 220 кВ. Оптимальным значением для этого сегмента сети также является 220 кВ.

Результаты расчетов продемонстрировали, что в первом варианте номинальное напряжение было определено корректно.

Оценим корректность установленного уровня напряжения во втором варианте.

$$U_{\text{рац(Даурия - Невельская)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,3} + \frac{2500}{40}}} = 123 \text{ кВ}.$$

На участке электросети Даурия - Невельская использование напряжения 500 кВ не рекомендуется.

3.7 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

3.7.1 Вариант №1 развития электрической сети при подключении

ПС 220 кВ Невельская будет подключена к действующим электросетям напряжением 220 кВ для выдачи мощности от 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС в Западный энергетический район Амурской области.

Для данного сценария был выполнен расчет как нормального, так и послеаварийного состояния сети.

Результаты проведенного расчета режимов показывают, что напряжение в сети соответствует установленным нормам. При анализе токовой нагрузки линий электропередачи становится очевидным, что большинство из них функционирует в рамках оптимальной загрузки.

В случае отключения одной из линий или трансформатора на каждой подстанции не фиксируется отклонений в напряжении, и линии продолжают функционировать с оптимальной загрузкой. Подробный расчет отражен в приложении Б.

Таблица 3.5 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	232,69	11,28
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	232,69	11,28
1С ПС 220 кВ Тында	220	226,38	-1,12
2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	232,69	11,27
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	232,69	11,28
2С ПС 220 кВ Тында	220	226,37	-1,12
ГОНЖА-Т	220	227,75	-6,91
ДИПКУН	220	230,40	-3,79
ЗГЭС 500 1СШ	500	519,93	-1,80
ЗГЭС 500 2СШ	500	519,93	-1,80
ЗГЭС 500 1	500	519,93	-1,80
ЗГЭС 500 2	500	519,93	-1,80
ЗГЭС 500 3	500	519,94	-1,79
ЗГЭС 500 4	500	519,94	-1,79
ЗГЭС 500 5	500	519,93	-1,80
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	238,25	-1,56
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	238,27	-1,56
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	238,28	-1,56
КЛЮЧЕВАЯ	220	228,83	-7,11
ЛОПЧА	220	224,00	-9,67
МАГДАГАЧИ	220	229,01	-6,69
МАГДАГАЧИ 2СШ	220	229,02	-6,69

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4
НГРЭС 01	220	231,50	13,88
НГРЭС 02	220	231,47	13,89
НГРЭС 110 СШ1	110	121,79	13,88
НГРЭС 110 СШ2	110	121,80	13,88
ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	227,70	-6,91
ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	227,75	-6,72
ПП АГОРТА	500	519,95	-1,81
ПП НАГОРНЫЙ	220	229,21	5,34
ПРИЗЕЙСКАЯ	220	232,97	-6,11
ПС 500 кВ Даурия	500	514,74	-4,33
СВЕТЛАЯ	220	237,33	-1,95
СКОВОРОДИНО	220	228,51	-6,17
СКОВОРОДИНО 2СШ	220	228,51	-6,16
СКОВОРОДИНО УШР	220	228,51	-6,17
СКОВОРОДИНО 01	220	222,82	-9,67
СКОВОРОДИНО 110	110	117,24	-9,26
СКОВОРОДИНО 110 2СШ	110	117,24	-9,26
СКОВОРОДИНО Т	220	228,32	-6,19
СУЛУС-Т	220	228,41	-7,11
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	228,67	-6,18
ТАЛДАН-Т1	220	227,68	-6,92
ТАЛДАН-Т2	220	227,74	-6,72
ТУТАУЛ	220	230,70	-4,61
ТЫНДА 01	220	223,72	-3,29
ТЫНДА 02	220	224,89	-2,37
ТЫНДА 110	110	117,77	-3,06
ХОРОГОЧИ	220	225,41	-5,15
ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	224,47	-7,19
ЭЛЬГАУГОЛЬ 110	110	115,01	-7,76
ЭЛЬГАУГОЛЬ 220 01	220	218,00	-7,84
ЭЛЬГАУГОЛЬ 220 02	220	218,00	-7,84
ЭНЕРГИЯ1	220	237,88	-1,71
ЭНЕРГИЯ2	220	237,91	-1,70

Таблица 3.6 – Параметры значений напряжений в послеаварийном режиме

Название	U ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,45	9,28
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,45	9,28
1С ПС 220 кВ Тында	220	222,08	-7,79
2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,45	9,29

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,45	9,29
2С ПС 220 кВ Тында	220	222,09	-7,79
ГОНЖА-Т	220	220,48	-11,05
ДИПКУН	220	227,70	-8,39
ЗГЭС 500 1СШ	500	514,70	-1,16
ЗГЭС 500 2СШ	500	514,70	-1,16
ЗГЭС 500 1	500	514,70	-1,16
ЗГЭС 500 2	500	514,69	-1,16
ЗГЭС 500 3	500	514,71	-1,15
ЗГЭС 500 4	500	514,71	-1,15
ЗГЭС 500 5	500	514,69	-1,16
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	236,34	-2,09
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	236,36	-2,08
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	236,37	-2,08
КЛЮЧЕВАЯ	220	224,24	-9,43
ЛОПЧА	220	220,97	-16,72
МАГДАГАЧИ	220	223,09	-9,85
МАГДАГАЧИ 2СШ	220	223,10	-9,84
НГРЭС 01	220	230,93	11,91
НГРЭС 02	220	230,90	11,92
НГРЭС 110 СШ1	110	121,50	11,91
ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	218,98	-12,09
ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	218,05	-12,74
ПП АГОРТА	500	514,70	-1,17
ПП НАГОРНЫЙ	220	225,36	1,25
ПРИЗЕЙСКАЯ	220	231,52	-8,64
ПС 500 кВ Даурия	500	472,44	-13,47
СВЕТЛАЯ	220	235,26	-2,56
СКОВОРОДИНО	220	217,27	-13,43
СКОВОРОДИНО 2СШ	220	217,27	-13,42
СКОВОРОДИНО УШР	220	217,27	-13,43
СКОВОРОДИНО 01	220	211,81	-17,17
СКОВОРОДИНО 110	110	111,43	-16,74
СКОВОРОДИНО 110 2СШ	110	111,43	-16,73
СКОВОРОДИНО Т	220	217,08	-13,45
СУЛУС-Т	220	223,32	-9,75
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	217,32	-13,47
ТАЛДАН-Т1	220	218,97	-12,09
ТАЛДАН-Т2	220	218,04	-12,75
ТУТАУЛ	220	228,49	-8,46
ТЫНДА 01	220	219,48	-10,02
ТЫНДА_02	220	220,62	-9,08

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4
ТЫНДА 110	110	115,53	-9,78
ХОРОГОЧИ	220	221,64	-12,01
ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	224,06	-9,78
ЭЛЬГАУГОЛЬ 110	110	115,01	-10,36
ЭЛЬГАУГОЛЬ 220 01	220	218,04	-10,44
ЭЛЬГАУГОЛЬ 220 02	220	218,04	-10,44
ЭНЕРГИЯ1	220	235,91	-2,26
ЭНЕРГИЯ2	220	235,95	-2,25

Таблица 3.7 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название линии	Дли- тельно допусти- мый I, А	Аварий- ный допу- стимый I, А	Макси- мальный I, А	Отношение длительного к макси- мальному, %	Отношение аварийного к макси- мальному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	475	23,75	21,69
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	472	23,60	21,55
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	227	11,35	10,37
ВЛ 220 кВ Нерюнгрин- ская ГРЭС – Нагорный	801	1000	339	42,32	33,90
КВЛ 220 кВ Нерюнгрин- ская ГРЭС – Тында	710	630	358	50,42	56,83
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	319	39,83	31,90
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	245	34,51	38,89
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	195	27,46	30,95
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	76	10,70	12,06
ВЛ 220 кВ Даурия – Ско- вородино № 1	630	810	109	17,30	13,46
ВЛ 220 кВ Даурия – Ско- вородино № 2	630	810	118	18,73	14,57
ВЛ 220 кВ Даурия – Уль- ручи/т	630	810	90	14,29	11,11
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	90	14,29	11,11

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	62	9,84	7,65
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	37	5,87	4,57
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	243	38,57	30,00
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	43	6,23	6,06
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	71	10,29	10,00
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	31	4,49	4,37
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	268	38,84	37,75
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	232	36,83	28,64
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с от- пайкой на ПС Энергия	630	810	231	36,67	28,52
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	143	22,70	17,65
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	97	15,40	11,98
ВЛ 220 кВ Дипкун – Ту- таул	630	810	84	13,33	10,37
КВЛ 220 кВ Тында – Ди- пкун	630	810	117	18,57	14,44
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	271	43,02	33,46
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	270	42,86	33,33
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	279	44,29	34,44
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	87	14,38	10,55
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	87	14,38	10,55
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	352	55,87	43,46
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	352	55,87	43,46

Таблица 3.8 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название линии	Дли- тельно допусти- мый I, А	Аварий- ный допу- стимый I, А	Макси- мальный I, А	Отношение длительного к макси- мальному, %	Отношение аварийного к макси- мальному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	410	20,50	18,72
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	407	20,35	18,58
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	-	-	-
ВЛ 220 кВ Нерюнгрин- ская ГРЭС – Нагорный	801	1000	455	56,80	45,50
КВЛ 220 кВ Нерюнгрин- ская ГРЭС – Тында	710	630	-	-	-
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	436	54,43	43,60
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	264	37,18	41,90
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	36	5,07	5,71
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	22	3,10	3,49
ВЛ 220 кВ Даурия – Ско- вородино № 1	630	810	121	19,21	14,94
ВЛ 220 кВ Даурия – Ско- вородино № 2	630	810	135	21,43	16,67
ВЛ 220 кВ Даурия – Уль- ручи/т	630	810	60	9,52	7,41
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	113	17,94	13,95
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	79	12,54	9,75
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	167	26,51	20,62
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	210	33,33	25,93
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	52	7,54	7,32
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	20	2,90	2,82

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	103	14,93	14,51
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	349	50,58	49,15
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	277	43,97	34,20
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	276	43,81	34,07
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	630	810	197	31,27	24,32
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	59	9,37	7,28
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	30	4,76	3,70
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	79	12,54	9,75
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	289	45,87	35,68
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	277	43,97	34,20
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	287	45,56	35,43
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	82	13,55	9,94
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	82	13,55	9,94
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	477	75,71	58,89
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	477	75,71	58,89

3.7.1 Вариант №2 развития электрической сети при подключении

ПС 220 кВ Невельская к существующим сетям на напряжение 220 кВ и выдачи мощности 4 и 5 блоков Нерюнгринской ГРЭС в Западный энергорайон Амурской области.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально [17].

При отключении одной из линий или одного из трансформаторов на каждой ПС отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении В.

Таблица 3.9 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	233,81	18,1
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	233,81	18,1
1С ПС 220 кВ Тында	220	232,12	3
2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	233,81	18,1
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	233,81	18,1
2С ПС 220 кВ Тында	220	232,11	3
ГОНЖА-Т	220	229,55	-3,36
ДИПКУН	220	233,81	-0,08
ЗГЭС_500_2СШ	500	519	-0,08
ЗГЭС_500_1	500	519	-0,08
ЗГЭС_500_2	500	519	-0,09
ЗГЭС_500_3	500	519,01	-0,07
ЗГЭС_500_4	500	519	-0,08
ЗГЭС_500_5	500	519	-0,09
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	237,99	0,82
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	238	0,82
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	238,01	0,82
КЛЮЧЕВАЯ	220	229,91	-4,03
ЛОПЧА	220	228,09	-5,04
МАГДАГАЧИ	220	230,45	-3,39
МАГДАГАЧИ 2СШ	220	230,45	-3,39
НГРЭС_01	220	232,25	21,2
НГРЭС_02	220	232,23	21,21
НГРЭС_110_СШ1	110	122,2	21,21
НГРЭС_110_СШ2	110	122,21	21,2
ПП АГОРТА	500	519,03	-0,09
ПП НАГОРНЫЙ	220	231,82	10,85
ПРИЗЕЙСКАЯ	220	234,1	-2,89
ПС 220 Невельская	220	232,17	2,98
ПС 220 Невельская_10	220	232,14	3
ПС 220 Невельская_2	220	232,15	2,98
ПС 220 Невельская_3	220	232,17	2,97
ПС 220 Невельская_4	220	232,17	2,98
ПС 220 Невельская_5	220	232,15	3

Продолжение таблицы 3.9

1	2	3	4
ПС 220 Невельская 6	220	232,14	2,99
ПС 220 Невельская 7	220	232,17	2,97
ПС 220 Невельская 8	220	232,17	2,97
ПС 220 Невельская 9	220	232,13	2,99
ПС 500 кВ Даурия	500	526,11	-0,42
ПС 500 кВ Невельская	500	523,49	1,53
СВЕТЛАЯ	110	121,57	-2,67
СВЕТЛАЯ	220	237,2	0,47
СКОВОРОДИНО	220	230,68	-1,96
СКОВОРОДИНО 2СШ	220	230,69	-1,95
СКОВОРОДИНО 01	220	225,69	-4,98
СКОВОРОДИНО 110	110	118,75	-4,63
СКОВОРОДИНО 110 2СШ	110	118,75	-4,63
СКОВОРОДИНО Т	220	230,51	-1,97
СУЛУС-Т	220	229,69	-3,92
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	230,95	-1,97
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Невельская	220	232,24	2,97
ТУТАУЛ	220	233,28	-1,07
ТЫНДА 01	220	229,77	1,15
ТЫНДА 02	220	230,8	1,93
ТЫНДА 110	110	120,94	1,35
УЛЬРУЧЬИ-Т	220	229,99	-2,52
ХОРОГОЧИ	220	230,47	-0,78
ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	224,79	-3,91
ЭЛЬГАУГОЛЬ 110	110	115,01	-4,48
ЭЛЬГАУГОЛЬ 220 01	220	217,96	-4,57
ЭЛЬГАУГОЛЬ 220 02	220	217,96	-4,57
ЭНЕРГИЯ1	220	237,68	0,69
ЭНЕРГИЯ2	220	237,7	0,69

Таблица 3.10 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название линии	Дли- тельно допусти- мый I, А	Аварий- ный допу- стимый I, А	Макси- мальный I, А	Отношение длительного к макси- мальному, %	Отношение аварийного к макси- мальному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	442	22,10	20,18

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	197	9,85	9,00
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	201	10,05	9,18
ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская	2000	2190	214	10,70	9,77
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000	409	51,06	40,90
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	440	61,97	69,84
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	389	48,56	38,90
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	175	24,65	27,78
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	151	21,27	23,97
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	330	46,48	52,38
ВЛ 220 кВ Даурия – Скворородино № 1	630	810	194	30,79	23,95
ВЛ 220 кВ Даурия – Скворородино № 2	630	810	189	30,00	23,33
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	630	810	110	17,46	13,58
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	33	5,24	4,07
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Скворородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	50	7,94	6,17
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	40	6,35	4,94

Таблица 3.11 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,88	22,98
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,87	22,97
1С ПС 220 кВ Тында	220	227,13	2,1
2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,88	22,98
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	231,87	22,98
2С ПС 220 кВ Тында	220	227,12	2,09
ГОНЖА-Т	220	227,5	-3,96

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3	4
ДИПКУН	220	230,52	-0,78
ЗГЭС 500 2СШ	500	510,63	0,06
ЗГЭС 500 1	500	510,63	0,06
ЗГЭС 500 2	500	510,62	0,05
ЗГЭС 500 3	500	510,64	0,06
ЗГЭС 500 4	500	510,63	0,06
ЗГЭС 500 5	500	510,62	0,05
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	235,99	0,8
ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	235,99	0,8
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	236,01	0,8
КЛЮЧЕВАЯ	220	228,06	-4,38
ЛОПЧА	220	224,6	-6,35
МАГДАГАЧИ	220	228,47	-3,86
МАГДАГАЧИ 2СШ	220	228,47	-3,85
НГРЭС 01	220	231,37	26,12
НГРЭС 02	220	231,34	26,13
ПП АГОРТА	500	510,63	0,04
ПП НАГОРНЫЙ	220	226,67	13,1
ПРИЗЕЙСКАЯ	220	232,47	-3,35
ПС 220 Невельская	220	227,18	2,08
ПС 220 Невельская 10	220	227,14	2,1
ПС 220 Невельская 2	220	227,16	2,09
ПС 220 Невельская 3	220	227,18	2,08
ПС 220 Невельская 4	220	227,18	2,08
ПС 220 Невельская 5	220	227,15	2,1
ПС 220 Невельская 6	220	227,15	2,1
ПС 220 Невельская 7	220	227,18	2,08
ПС 220 Невельская 8	220	227,17	2,08
ПС 220 Невельская 9	220	227,14	2,09
ПС 500 кВ Даурия	500	510,84	-1,54
ПС 500 кВ Невельская	500	510,56	0,54
СВЕТЛАЯ	110	120,55	-2,76
СВЕТЛАЯ	220	235,21	0,43
СКОВОРОДИНО	220	228,37	-3
СКОВОРОДИНО 2СШ	220	228,37	-2,99
СКОВОРОДИНО 01	220	223,43	-6,07
СКОВОРОДИНО 110	110	117,55	-5,71
СКОВОРОДИНО 110 2СШ	110	117,56	-5,71
СКОВОРОДИНО Т	220	228,2	-3,02
СУЛУС-Т	220	227,8	-4,32

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3	4
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	228,5	-3,01
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Невельская	220	227,24	2,07
ТУТАУЛ	220	230,6	-1,69
ТЫНДА_01	220	224,84	0,2
ТЫНДА_02	220	225,85	1
ТЫНДА_110	110	118,34	0,4
УЛЬРУЧЬИ-Т	220	227,63	-3,46
ХОРОГОЧИ	220	226,12	-1,88
ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	224,33	-4,44
ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	115,01	-5,01
ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	218,01	-5,1
ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	218,01	-5,1
ЭНЕРГИЯ1	220	235,68	0,66
ЭНЕРГИЯ2	220	235,7	0,67

Таблица 3.12 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название линии	Дли- тельно допусти- мый I, А	Аварий- ный допу- стимый I, А	Макси- мальный I, А	Отно- шение дли- тельно- го к макси- маль- ному, %	Отно- шение ава- рий- ного к макси- маль- ному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	413	20,65	18,86
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	362	18,10	16,53
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	-	-	-
ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская	2000	2190	202	10,10	9,22
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000	529	66,04	52,90
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	-	-	-
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	529	66,04	52,90
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	109	15,35	17,30
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	188	26,48	29,84
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	93	14,76	11,48

Продолжение таблицы 3.12

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	105	16,67	12,96
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т	630	810	89	14,13	10,99
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	45	7,14	5,56
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	31	4,92	3,83
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	44	6,98	5,43
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	216	34,29	26,67
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	52	7,54	7,32
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	78	11,30	10,99
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	26	3,77	3,66
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	245	35,51	34,51
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	208	33,02	25,68
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	209	33,17	25,80
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	127	20,16	15,68
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	10	1,59	1,23
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	91	14,44	11,23
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	120	19,05	14,81
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	279	44,29	34,44
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	286	45,40	35,31
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	276	43,81	34,07
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	85	14,05	10,30
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	85	14,05	10,30
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	586	93,02	72,35
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	586	93,02	72,35

Заключение по данному разделу: на основе выполненных расчетов различных альтернативных вариантов можно заключить, что внедрение предложенных решений способно эффективно решить проблему электроснабжения Западного энергорайона Амурской области. Из двух проанализированных вариантов для выбора наиболее оптимального будет проведено технико-экономическое обоснование вариантов.

4 ПРОРАБОТКА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220 кВ В РАЙОНЕ ГОРОДА ТЫНДА В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ НЕВЕЛЬСКАЯ

В данном разделе будет выполнен расчет токов короткого замыкания на 220 кВ шинах ПС 220 кВ Невельская с целью выбора и проверки оборудования.

4.1 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Невельская.

Расчет токов короткого замыкания необходим проверки оборудования.

4.1.1 Расчет ТКЗ производим в программе RastrWin3

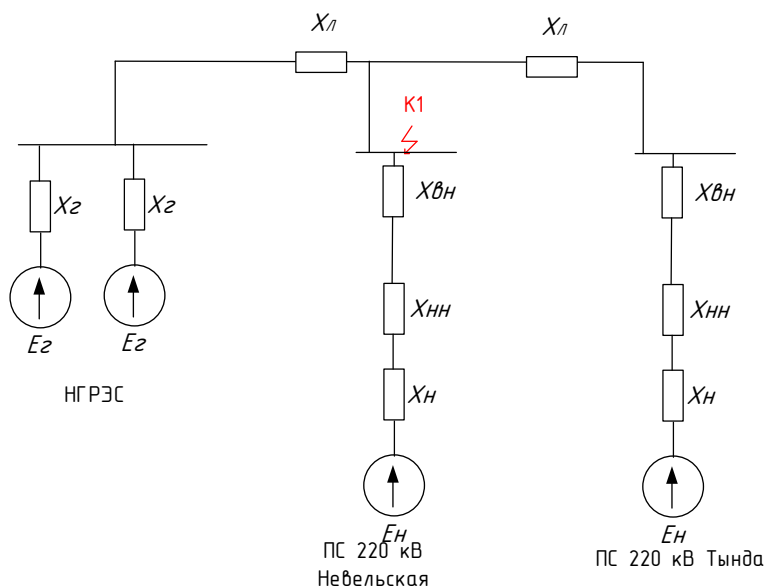


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ

В разделе Узлы/Несим/ИД необходимо ввести все узлы, указав для каждого из них тип нейтрали, а также номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается как зак., а изолированная нейтраль – у. В разделе Ветви/Несим/ИД задаются ветви, где необходимо указать сопротивления прямой и нулевой последовательности, а также коэффициенты трансформации. В разделе Генераторы/Несим вводятся все системы с указанием сопротивлений

прямой и нулевой последовательности, а также ЭДС генератора (системы) [31].
 Подробный расчет можно найти в приложении Е.

Ударный ток рассчитывается по формуле [31]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (4.1)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [4].

Произведенный расчет токов к.з. на ПС 220 кВ Невельская позволит проверить оборудование, применяемое на нем.

Таблица 4.1 – Максимальные токи к.з. ПС 220 кВ Невельская

Точка КЗ	Расчетный уровень ТКЗ, в кА	
	3х-фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Невельская	7,6	7,1

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 7,6 = 18,27$$

Таблица 4.2 – Токи к.з. ПС 220 кВ Невельская для выбора оборудования

Точка КЗ	Расчетный уровень ТКЗ, в кА		
	3х-фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Невельская	7,6	7,1	18,27

4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции сети

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА [18]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср.з.и}^2 + Q_{неск.з.и}^2}}{n \cdot K_з}, \quad (4.2)$$

где $P_{ср.з.и}$ – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{неск.з.и}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_з$ – коэффициент загрузки.

При проведении расчетов следует принимать во внимание, что в соответствии с техническими требованиями, мощность для подключения нового потребителя равна 45 мВт.

Исходя из вышесказанного:

$$S_p = \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{2 \cdot 0,7} = 34,62 \text{ МВА.}$$

Необходимо округлить рассчитанную мощность трансформатора до ближайшего стандартного показателя. В качестве возможного варианта рассмотрим трансформаторы модели ТДН-40000/220, которые соответствуют установленным техническим параметрам. Такой выбор гарантирует требуемую мощность и даст возможность использовать стандартное оборудование, что упростит процесс проектирования и установки [32].

Коэффициент загрузки в стандартном и аварийном режимах функционирования.

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{ср.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{2 \cdot S_{Tp}^{ном}} \leq 1,4 \quad (4.3)$$

$$K_3^{н.авар.} = \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{2 \cdot 45} = 0,54.$$

$$K_3^{н.авар.} = \frac{\sqrt{P_{ср.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{(n-1) \cdot S_{Tp}^{ном}} \leq 1,4 \quad (4.4)$$

$$K_3^{н.авар.} = \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{(2-1) \cdot 45} = 1,08.$$

Примем окончательно к установке трансформатор марки ТДН-45000/220.

4.3 Выбор и проверка оборудования

4.3.1 Проведем проверку для КРУЭ - ЯГГ 220 кВ.

Современные ячейки КРУЭ от компании «Электроаппарат» представляют собой результат многолетних исследований, испытаний и практического опыта,

накопленного в процессе эксплуатации. Каждое конструктивное решение обосновано и направлено на достижение оптимальных характеристик, таких как надёжность, качество, а также удобство монтажа и эксплуатации.

Пофазное исполнение ячеек с трёхфазными системами сборных шин обеспечивает отличное сочетание надёжности и компактности. Все коммутационные аппараты размещены в изолированных корпусах, что исключает негативное влияние соседних фаз на их характеристики и срок службы. Группы аппаратов и отсеки сборных шин формируют газоизолированные модули, каждый из которых оснащён отдельным прибором для контроля давления и устройством для сброса избыточного давления. Это обеспечивает максимальную безопасность эксплуатации и позволяет выполнять модульную замену и модернизацию оборудования без затрагивания соседних отсеков, что значительно снижает стоимость таких работ по сравнению с ячейками трёхфазной конструкции.

Компактные размеры КРУЭ-220 «Электроаппарата» достигаются благодаря оригинальной модульной схеме с горизонтальным расположением выключателя. Низкая высота и малый вес отдельных ячеек позволяют снизить требования к высоте помещений и грузоподъёмности кранбалки.

Боковое расположение сборных шин и модульная конструкция ячеек на отдельных рамах позволяют поставлять их в 100% заводской готовности, что снижает затраты на пусконаладочные работы. Высокая ремонтпригодность конструкции ячеек «Электроаппарата» позволяет производить замену отдельных аппаратов без отключения подстанции, а также изменять схему или рабочие параметры подстанции при необходимости.



Рисунок 4.2 – Внешний вид КРУЭ серии ЯГГ-220

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению [31]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (4.5)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току [31]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}} \quad (4.6)$$

$$4000 \text{ А} \geq 521 \text{ А}.$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость [31]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}} \quad (4.7)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 7,6 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (4.8)$$

$$79 \text{ кА} \geq 18,27 \text{ кА}$$

3) По тепловому импульсу-на термическую стойкость [15]

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4.9)$$

где T_a - постоянная затухания;

$t_{\text{с.в.}}$ - собственное время отключения выключателя

$t_{\text{р.з.}}$ - ступень селективности.

Таблица 4.3 - Время отключения выключателей.

$t_{\text{р.з.}}, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	$t_{\text{откл}}, \text{ с}$
2,75	0,02	0,23

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_k \quad (4.10)$$

$$B_k = 7,6^2 \cdot 3 = 175,44 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Параметры выбора КРУЭ - ЯГГ 220 кВ [31]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 521 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 18,27 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 15,83 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 174,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

4.3.2 Выбор и проверка выключателей

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ – ЯГГ 220 кВ.

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению [31]

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.11)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току [15]

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ном}} \quad (4.12)$$

$$2000 \text{ А} \geq 521 \text{ А}$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности [15]

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}} \quad (4.13)$$

$$63 \geq 7,6 \text{ А}$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \quad (4.14)$$

$$63 \geq 17,8 \text{ А}$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 7,6^2 \cdot (0,34 + 0,02) = 20,79 ;$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k \quad (4.15)$$

где $t_{\text{тер}}$ - длительность протекания термического тока по каталогу

$$63^2 \cdot 3 \geq 20,79 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$11907 \geq 20,79 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Результаты выбора сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры выключателя КРУЭ ЯГГ 220 кВ [31]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 521 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 18,27 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 18,27 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 6,29 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 174,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

4.3.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [15].

Таблица 4.6 - Разъединитель КРУЭ ЯГГ – 220 [31]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 521 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_y = 18,27 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 18,27 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_a = 6,29 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 174,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

4.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор осуществляется исходя из номинального напряжения, а также первичных и вторичных токов. Учитываются тип установки (внутренний или внешний), конструктивные особенности, класс точности, а также проводится проверка на устойчивость к термическим и электродинамическим воздействиям.

Таблица 4.7 - Влияние длины соединительных проводов на напряжение.

U_H , кВ	l , м
220	60 – 75

Принимаем кабель марки АКРНГ, у которого сечение жил составляет 4 мм², в результате чего сопротивление провода составит:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (4.16)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.17)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (4.18)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{2H} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом};$$

Таблица 4.8 - Измерительные приборы и приборы учета в вводных ячейках РУ 220 кВ [19]

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	Ad - 721	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
Варметр	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	ЕМС-3В	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	ЕМС-3В	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 4.9 - Измерительные приборы и приборы учета в секционной ячейке РУ 220 кВ [31]

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	Ad - 721	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 4.9 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока вводных ячеек

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{max1} = 521 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,27 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 20,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_K$

Таблица 4.10 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока секционных ячеек

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 521 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,67 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,27 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

4.3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Установим величину нагрузки, создаваемую устройствами, подключёнными к трансформаторам напряжения, размещённым в каждой секции шин.

Таблица 4.11 - Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима-200	10	1	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	ЕМС-3В	16	4	4	64
Итого					88

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 4.12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 88 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

4.3.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Устанавливаем жесткую ошиновку, изготовленную из алюминиевого сплава 1915Т, с внешним диаметром трубной шины 120 мм и внутренним диаметром 64 мм.

$$I_{доп} = 2000 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току [31]:

$$I_{maxBH} \leq I_{доп}; \quad (4.19)$$

$521 \leq 1025$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (4.20)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{20,79 \cdot 10^6}}{90} = 50,67 \text{ мм}^2;$$

$q_{min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (4.21)$$

$$J = \frac{3.14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Устанавливаем предельную длину пролета между изоляторами, чтобы избежать возникновения механического резонанса [31]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (4.22)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,35 \text{ м};$

Устанавливаем величину максимального давления, которое действует на каждый метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (4.23)$$

a – расстояние между фазами для 220 кВ равно 2 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{36490^2}{2} = 198,7 \text{ Н / м};$$

В результате изгибающих нагрузок в материале шины формируется напряжение, измеряемое в мегапаскалях (МПа) [15]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (4.24)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (4.25)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{198,7 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 37,65 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (4.26)$$

Для данной шины, условие, касающееся механической прочности, соблюдено, и шина подходит для монтажа.

Таблица 4.13 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 521 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 20,79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 50,67 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.4 Изоляция и защита от перенапряжений

4.4.1 Выбор изоляции электроустановок

Площадка строительства размещается в районе, не попадающем в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения. С учетом размещения площадки ПС относительно основных источников загрязнения, в соответствии с инструкцией по выбору изоляции электроустановок (СТО 56947007-29.240.059-2010), а также согласно ГОСТ 9920-89, выбор изоляции электрооборудования и ошиновки на ПС должен выполняться для I степени загрязнения. Выбор изоляции для основного электротехнического оборудования также должен учитывать типовые технические требования к определенным видам оборудования, описанным в стандартах организации (СТО) на данный тип, и реко-

мендации, описанные в «Положении ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе». В соответствии с требованиями, указанными в стандартах, изоляция основного оборудования принимается для степени загрязнения не менее II [50].

С учётом вышеописанного, а также принимая во внимание опыт эксплуатации оборудования и ошиновки на смежных с ПС подстанциях, изоляцию оборудования и ошиновки ПС рекомендуется принять для степени загрязнения II [50].

Для степени загрязнения II* для основного оборудования ПП, учитывая требования ГОСТ Р 52725-2007 и методических указаний по применению ограничителей напряжения в электрических сетях 110-750 кВ, удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции принимается [50]:

- 2,25 см/кВ для оборудования и ошиновки 220 кВ;
- 2,35 см/кВ для оборудования и ошиновки до 10 кВ включительно; 2,5 см/кВ для ограничителей перенапряжений 220 кВ (на 20% выше);
- 2,35 см/кВ для ограничителей перенапряжений до 10 кВ включительно.

Для выбора предлагается 2 варианта исполнения изоляции на ПС 220 кВ Невельская.

Вариант 1: Традиционные стеклянные и фарфоровые изоляторы. Вариант 2: Полимерные изоляторы с кремнийорганическим покрытием.

Выбор варианта изоляции 220 кВ представлен в виде сравнительной Таблицы Е1 в Приложение Е, в которой приведены преимущества (жирный шрифт) и недостатки (курсив) для стеклянных и полимерных изоляторов. Подробное сравнение вариантов изоляции приведено в приложение Е.

При сравнении двух вариантов по изоляции, с учетом рекомендаций ПАО «Россети», основными техническими решениями предлагается использовать на ПС 220 кВ Невельская Вариант 1 – в качестве основного материала изоляции электротехнического оборудования применяется фарфор. В качестве материала изоляции оборудования также может быть выбран и полимер, при со-

блюдении требований к уровню изоляции, в случае если другое не предусмотрено конструкцией данного вида оборудования. Для крепления проводов к опорам в пролетах порталов на РУ 220 кВ применяются гирлянды из стеклянных изоляторов ПС70Е.

Количество изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах для степени загрязнения II* принято:

- для одноцепных гирлянд 220 кВ – 21 шт. ПС70Е;
- для двухцепных поддерживающих гирлянд 220 кВ – 2х21 шт. ПС70Е.

4.4.2 Мероприятия по защите оборудования от грозových и внутренних перенапряжений

Защита оборудования РУ-220 кВ ПС 220 кВ от грозových перенапряжений предусмотрена:

- от прямых ударов молнии – стержневыми молниеотводами;
- от набегающих волн – ограничителями перенапряжения (ОПН).

Защита оборудования 220 кВ ПС 220 кВ Невельская от атмосферных и коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений (ОПН-220 кВ).

Места установки ОПН и их число выбираются с учетом схемы РУ, числа отходящих ВЛ, длины защищаемых подходов ВЛ, интенсивности грозовой деятельности, исходя из защитных характеристик ОПН и нормированных ГОСТ 1516.3 испытательных напряжений для защищаемого оборудования. Критерием достаточности установленных ОПН является выполнение требуемой надежности молниезащиты ТНВ защищаемого оборудования от набегающих волн перенапряжения. Расстановка ОПН ведется с учётом рекомендаций СТО 56947007-29.240.01.221-2016, требований ГОСТ 1516.3 и ПУЭ 7-го изд [24].

Для защиты оборудования РУ-220 кВ ПС 220 кВ Невельская от набегающих с ВЛ грозových перенапряжений и от коммутационных перенапряжений, в соответствии рекомендациями п. 8.1.5 СТО 56947007-29.240.01.221-2016 требуется установка ОПН на шинах ОРУ-220 кВ или за линейным выключателем, на

заходах линий. Расстановка ОПН осуществляется с учетом максимальных допустимых расстояний по ошиновке до самого удаленного защищаемого оборудования, обеспечивающих уровень защиты изоляции оборудования РУ 220 кВ, соответствующий ГОСТ 1516.3. При этом допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования принимаются исходя из требований таблицы 4.2.10 ПУЭ 7-го изд., а также с учётом таблицы 8 СТО 56947007-29.240.01.221-2016, в соответствии со схемой и количеством отходящих ВЛ, длиной защищаемого подхода и интенсивностью грозовой деятельности в районе строительства объекта [36].

Исходя из вышеизложенного, предусматривается унификация решений в части расстановки ОПН на РУ с учетом обеспечения ими надежной защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений оборудования РУ 220 кВ, устанавливаемого во всех ячейках. Компонентные решения площадки ПС учитывают возможность установки ОПН на заходах ЛЭП в случае, если их установка потребуется для обеспечения защиты оборудования в ячейках. Данное решение не влияет на величину землеотвода под ПС, и отказ от установки ОПН не позволяет сократить площадку под проектируемый ПС [36].

Достаточность установки ОПН определяют проверкой допустимого расстояния от ОПН до защищаемого оборудования с учетом схемы РУ и количества, подключаемых ВЛ [36].

Проверка достаточности производится с учетом условия установки двух комплектов ОПН на шинах РУ-220 кВ.

К ПС 220 кВ Невельская в объеме данной работы подключается 8 ВЛ и создается оборудованный резерв для одной ячейки ЛЭП. Расстояние от ОПН до защищаемого оборудования на РУ-220 кВ ПС можно оценить в соответствии с таблицей 4.2.10 ПУЭ.

Для РУ 220 кВ с двумя и более постоянно включенными ВЛ при защите ПС двумя комплектами разрядников II гр. расстояние по ошиновке до защищаемого оборудования РУ должно составлять: не более 300 м при длине защищаемого подхода ВЛ 3 км, и 150 м при защите подходов ВЛ длиной не менее 2 км

[7].

Переход от расстояний от вентильных разрядников (РВ) до защищаемого оборудования, нормируемых ПУЭ, к расстояниям до ОПН можно оценить по формуле:

$$L_{ОПН} = L_{РВ} \cdot (U_{ИСП} - U_{ОПН}) / (U_{ИСП} - U_{РВ}). \quad (4.27)$$

где $U_{ИСП}$ – испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе.

Для РУ 220 кВ:

$U_{ИСП} = 900-950$ кВ (таблица 3, ГОСТ 1516.3 для оборудования 220 кВ);

$U_{ОПН}$ – остающееся напряжение на ОПН при токе 5 кА, $U_{ОПН} = 506$ кВ;

$U_{РВ}$ – остающееся напряжение на РВ при токе 5 кА, $U_{РВ} = 515$ кВ (ГОСТ 16357-83 для II гр. раз-ков);

$L_{РВ}$ – расстояние от защищаемого оборудования до РВ, нормированное ПУЭ;

$L_{РВ} = 300$ м (для остального оборудования в линиях с протяженностью защищаемого подхода не менее 3 км).

$L_{РВ} = 150$ м (для остального оборудования в ячейках линий с протяженностью защищаемого подхода 2 км и более).

Максимальное расстояние по ошиновке от ОПН до остального оборудования должно составлять:

$L_{ОПН} = 150 \cdot (950 - 506) / (950 - 515) = 153,1$ м (при линиях с протяженностью защищаемого подхода 2 км и более) [36].

$L_{ОПН} = 300 \cdot (950 - 506) / (950 - 515) = 306,2$ м (при линиях с протяженностью защищаемого подхода не менее 3 км) [36].

Исходя из фактических расстояний от оборудования до ОПН на 1, 2 СШПС 220 кВ Невельская и учитывая полученные допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования с учетом длины защищаемого подхода ВЛ, можно сделать вывод, что при выполнении условия по защите подходов 4-х из 8-ми ВЛ к ПС на участке длиной не менее чем 2-3 км, расстояние от ОПН на шинах до защищаемого оборудования позволяет им выполнять свои защитные функции и дополнительная установка ОПН в объеме данного инвестиционного проекта на заходах ВЛ не требуется. На заходах ЛЭП 220 кВ с длиной защищаемого 2-мя тросами подхода к ПС установка ОПН не предусматривается, не смотря на длину защищаемого подхода некоторых ВЛ менее 1 км, так как выполняются рекомендации ПУЭ о том, что при 4-х и более постоянно включенных ЛЭП 220 кВ расстояния от РВ (ОПН) до электрооборудования, кроме силовых трансформаторов, не ограничиваются. Однако принципиальные компоновочные решения учитывают возможность установки ОПН на заходах ВЛ. В том числе для перспективных присоединений, без увеличения площадки Пс.

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
- выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- выбор класса пропускной способности ОПН;
- выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
- определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
- определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН [36]:

$$U_{\text{нр}} \geq 1.05 \cdot U_{\text{нс}}; \quad (4.28)$$

В данном случае 1.05 представляет собой коэффициент запаса, который принимает во внимание рост максимального напряжения в сети, вызванный гармоническими колебаниями.

Выбор номинального напряжения [36].

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m; \quad (4.29)$$

В электрических сетях с напряжением 220 кВ и более, целесообразно использовать ОПН, рассчитанные на разрядный ток в 10 кА.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности [36].

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.без}}; \quad (4.30)$$

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях [36]:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2); \quad (4.31)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}}; \quad (4.32)$$

где $U_{\text{исп50}}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

Защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{\text{вн}}$:

$$A_{BH} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0.15-0.25); \quad (4.33)$$

Защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0.2-0.25); \quad (4.34)$$

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [21].

Проверка ОПН – 220 кВ.

Данные, полученные в ходе расчетов, а также сведения из каталогов сведены и отображены в таблице 4.14.

Продолбный расчет приведен в приложении Д.

Таблица 4.14 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{н.р.ном} = 160 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} = 146,71 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}$
$I_{в.б} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{по} = 9,12 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{по}$
$t_{опн} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{опн} > t$
$U_{ост.ном} = 247 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр} = 295 \text{ кВ}$	$U_{ост.ном} < U_{ост.гр}$
$U_{ост.к.ном} = 204 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} = 286 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к}$
$I_{утеч.ном} = 315 \text{ см}$	$I_{утеч} = 200 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} > I_{утеч}$

Заклччения по разделу: разделе было отобрано и проанализировано ключевое силовое оборудование, необходимое для возведения новой подстанции ПС 220 кВ Невельская. Все выбранные элементы полностью соответствуют действующим нормам и стандартам.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

5.1 Окончательный выбор варианта сети

Выбор основан на объеме капитальных вложений, необходимых для осуществления принятых вариантов.

В процессе определения расходов на выполнение проекта были применены сведения из Укрупненных стоимостных показателей для электрических сетей с напряжением от 35 до 1150 кВ. Эти показатели служат для анализа эффективности инвестиционных проектов и помогают в расчетах необходимых объемов вложений при планировании электросетевого хозяйства. Указанные укрупненные стоимостные показатели представлены в ценах базового сметного уровня на 2000 год [49].

Сводные финансовые параметры отражают полные расходы на строительство воздушных линий (ВЛ) и подстанций (ПС) для объектов производственного назначения, представляя собой основные показатели [28].

Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Укрупненных стоимостных показателей ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства.

В процессе установления реальных цен на строительство электросетей, основываясь на информации Департамента ПАО «ФСК ЕЭС», рекомендуется использовать индекс, который отражает переход от базовых цен 2000 года к ценам 2025 года, равный 6,1 [49].

5.2 Расчет капиталовложений

Капитальные затраты в сооружение ЛЭП будут определяться по формуле [49]:

$$K_{\text{ВЛЭП}} = K_{\text{инф.ВЛЭП}} \cdot K_p \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (5.1)$$

где $K_{\text{инф.ВЛЭП}}$ – коэффициент инфляции равный 6,1 [28];

$K_p = 1,4$ – районный коэффициент;

$\sum_{i=1}^n C_i$ – суммарная стоимость сооружения ВЛЭП;

l_{ij} – длина участка ВЛ, входящего в проектируемую сеть.

Расходы на строительство высоковольтных линий электропередачи в Амурской области, принимая во внимание инфляцию и районные коэффициенты для первых двух вариантов, составили:

$$K_{\text{линии1}} = 6,1 \cdot 1,4 \cdot (170 \cdot 2007) = 2914 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{линии2}} = 6,1 \cdot 1,4 \cdot (170 \cdot 2673) = 9771 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты в сооружение ПС

Капитальные инвестиции в строительство подстанций включают в себя расходы на выделение земельного участка и подготовку площадки, закупку трансформаторов, приобретение оборудования для высоковольтных и низковольтных распределительных устройств, а также затраты на монтажные работы и настройку оборудования.

Собранные стоимостные данные представлены для открытых подстанций с напряжением 35 кВ и выше, а также для закрытых подстанций с напряжением от 110 до 500 кВ, которые были разработаны на основе стандартных схем электрических соединений распределительных устройств (РУ) [54].

В состав стоимости подстанций (ПС) включены также стационарные устройства, предназначенные для проверки трансформаторов с напряжением 500 кВ и выше, а также расходы на внешние инженерные сети, такие как дороги и водоснабжение. Эти затраты учтены в объемах, указанных в документе «Нормы

технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС) (СТО 56947007-29.240.10.028-2009), который был утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13 апреля 2009 года, номер 136.

Капитальные затраты на ПС представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Стоимость ПС

Схема РУ	Цена, тыс. руб, ПС, [23].	Срок полезного использования Тсл, лет
1 Вариант (ПС 220 кВ Невельская)	3855000	20
2 вариант (ПС 500 кВ Невельская)	9771000	20

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений, сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемые сети

	1 вариант	2 вариант	Разница, %
	Капиталовложения, тыс. руб.	Капиталовложения, тыс. руб.	
Сооружение ПС	3855000	9771000	153,46
Воздушные линии	2914000	3881000	33,18
Итого	6967000	13652000	95,95

Согласно данным, представленным в таблице 5.2, вариант 2 превышает стоимость первого на 95,95%. Проведя технико-экономический анализ предложенных вариантов сети, можно заключить, что Вариант 1 более предпочтителен, так как требует меньших общих капитальных затрат. Поэтому для дальнейшей реализации мы выбираем вариант №1.

5.3 Капитальные затраты в сооружение ПС

Для дальнейшего расчета примем данные, полученные в разделе 5.2 настоящей работы.

Для удобства вычисления суммарных капитальных вложений, сведем полученные данные капитальных вложений ПС и капитальных вложений ВЛ в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Сводная таблица капитальных вложений в проектируемые сети

	1 вариант
	Капитальные вложения, тыс. руб.
Сооружение ПС	3855000
Воздушные линии	2914000
Итого	6967000

5.4 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления используются для расчета износа основных средств, который включается в себестоимость продукции. Для каждого типа оборудования эта величина вычисляется по следующей формуле [33]:

$$И_{\text{ам}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}; \quad (5.2)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{3855000}{20} = 192700 \text{ тыс.руб.}$$

5.5 Расчет эксплуатационных затрат

С течением времени элементы и модули электрических устройств подвергаются износу и старению, что в свою очередь приводит к изменениям в их характеристиках и общем техническом состоянии, увеличивая вероятность их поломки. В отличие от прочего промышленного оборудования, сбои и аварии в электрических системах могут иметь серьезные последствия, способные вызвать долгосрочные перерывы в электроснабжении, что влечет за собой значительные экономические и социальные потери для потребителей. Это связано с тем, что электротехническое оборудование играет критически важную роль в обеспечении стабильной работы различных отраслей и сфер человеческой деятельности. Поэтому крайне важно своевременно выявлять и устранять неисправности, а также проводить профилактические мероприятия для поддержания электротехнических устройств в исправном состоянии, чтобы избежать серьезных последствий их возможного выхода из строя.

Для определения потерь электроэнергии в сети применяется расчетная формула [33], с помощью которой можно установить их реальный размер.

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (5.3)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 105 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 5,3 руб./кВт*ч. [28].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 105 \cdot 5,3 = 556,5 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$И_{\text{ЭК}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} \quad (5.4)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

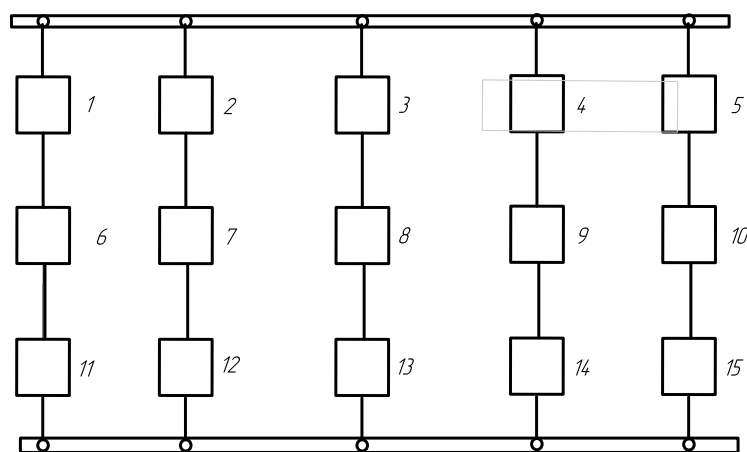
$\alpha_{\text{эРПС}} = 0,067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [33].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$И_{\text{ЭК}} = 3855000 \cdot 0,067 = 258,27 \text{ тыс.руб.}$$

5.6 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности

Для оценки показателей надежности ПС с использованием аналитического метода разрабатываются расчетные схемы для двух вариантов. Эти схемы включают только те компоненты, которые функционируют в нормальном режиме в рамках данного анализа. Расчетные схемы можно отражены на рисунках 5.1 и 5.2.



ПС 220 кВ Невельская

Рисунок 5.1 – Расчетная схема для определения надёжности вариант №1

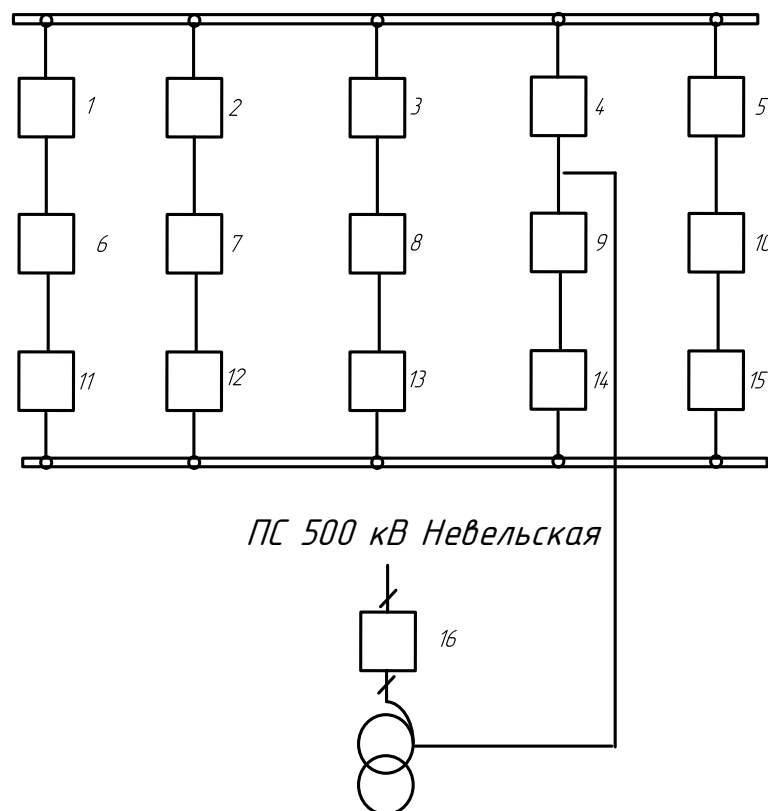


Рисунок 5.2 – Расчетная схема для определения надёжности вариант №2

Для последовательно соединённых элементов в схеме замещения, которые не имеют резервирования, рассчитываются следующие показатели надёжности:– параметр потока отказа ω , 1/год;

- время безотказной работы лет;
- время восстановления час.

Расчет показателей надёжности представлен в приложении Г.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надёжности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Величина основного ущерба:

$$Y_{осн} = y_{01} \cdot P_{cp} \cdot T_{cp} = y_{01} \cdot q_{cx} \cdot P_{cp} \cdot T_{Г}, \quad (5.5)$$

Величина ущерба внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{02} \cdot T_{\Gamma} \cdot q_{\text{сх}} \cdot P_{\text{max}}, \quad (5.6)$$

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [16]:

$$Y = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{вн}} \quad (5.7)$$

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Е. Результаты расчета величины ущерба для ПС кВ Невельская представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет величины ущерба для ПС кВ Невельская

Объект	$Y_{\text{вн}}$, тыс.руб	$Y_{\text{осн}}$, тыс.руб	$T_{\text{ср}}$, ч	Y , тыс.руб
ПС кВ Невельская №1	25940	71350	6,5	89330
ПС кВ Невельская №2	67680	171100	6,7	24800

Расчет приведенных затрат с учетом ущерба:

$$Z = E \cdot K + И \quad (5.8)$$

5.7 Оценка экономической эффективности проекта

Определение срока окупаемости представляет собой простой, но при этом весьма полезный инструмент, помогающий как инвесторам, так и управленцам компаний анализировать прибыльность и потенциальные риски вложений. Данный показатель активно применяется для сопоставления различных проектов и выбора наиболее выгодных направлений для инвестирования капитала.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=tn}^{T_{\text{ок.п}}} (O_{\text{pt}} - И_t - H_t) = \sum_{t=tn}^{T_{\text{ок.п}}} (\Pi_{\text{чт}} - И_{\text{АМт}}) \quad (5.9)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{ам_t}$ – амортизационные отчисления.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо провести анализ денежных потоков, возникающих в процессе его реализации. Ключевым показателем в этом процессе является чистый дисконтированный доход (ЧДД), который демонстрирует разницу между ожидаемыми доходами и расходами, приведенную к текущему моменту. Чтобы вычислить ЧДД, нужно дисконтировать чистый поток платежей Δt , который определяется как разница между денежными притоками и оттоками, без учета источников финансирования. Важно отметить, что данный проект будет реализовываться на протяжении 4 лет, что требует внимательного учета временного аспекта при расчете ЧДД.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t}; \quad (5.10)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E = 0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении Г. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 4.

Таблица 5.4 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп.}t}$, млн. руб.	H_t , млн. руб.	Δ_t , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	Δ_d , млн. руб.	Δ_{Σ} , млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	963,709	503,71	258,27	12,65	-730,91	0,91	-665,13	-62,86

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	963,709	503,71	258,27	12,65	-730,91	0,86	-628,59	-691,45
3	963,709	503,71	258,27	12,65	-730,91	0,82	-599,35	-1290,80
4	963,709	503,71	258,27	12,65	-730,91	0,78	-570,11	-1860,91
5	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,75	174,60	-1686,31
6	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,71	165,28	-1521,03
7	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,68	158,30	-1362,73
8	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,65	151,32	-1211,41
9	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,61	142,00	-1069,41
10	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,59	137,35	-932,06
11	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,56	130,37	-801,69
12	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,53	123,38	-678,31
13	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,51	118,73	-559,58
14	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,48	111,74	-447,84
15	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,46	107,09	-340,76
16	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,44	102,43	-238,33
17	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,42	97,77	-140,55
18	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,40	93,12	-47,44
19	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,38	88,46	41,03
20	0	503,71	258,27	12,65	232,80	0,36	83,81	124,83

Диаграмма, отображающая экономическую эффективность проекта, формируется путем последовательного суммирования чистых дисконтированных доходов за каждый период. Таким образом, на графике отражается накопленный эффект от реализации проекта с учетом временного фактора, что наглядно демонстрирует динамику изменения показателя чистой приведенной стоимости на протяжении всего расчетного периода, как представлено на рисунке 5.3.



Рисунок 5.3 - Оценка экономической эффективности проекта

Анализ финансовых показателей проекта строительства показывает положительные итоги. Чистый дисконтированный доход составляет положительное значение, что указывает на возможность возврата инвестиций в течение 17-18 лет. В связи с этим, проект строительства рекомендуется к внедрению на практике.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе работы над магистерской диссертацией были определены и успешно решены основные задачи, связанные с реконструкцией и проектированием электрической сети. При этом учитывались важнейшие параметры, касающиеся надежности электроснабжения и качества поставляемой электроэнергии. В результате проведенных исследований был создан оптимальный вариант для реконструкции данной сети, который соответствует как техническим требованиям эксплуатационных режимов, так и экономическим критериям.

Проект предусматривал реконструкцию строительство ПС 220 кВ Невельская с реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Лопча со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Лопча и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 2, реконструкцией КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи со строительством заходов на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 2х0,26 км, с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Невельская – Тында № 1, реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында с перезаводом на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1, 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая, строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 160 км с заходом на ПС 220 кВ Невельская.. Таким образом, были достигнуты целевые показатели по повышению надежности и качества электроснабжения потребителей в рассматриваемом районе.

В дополнение к этому, в процессе выполнения данного проекта были проведены расчеты токов короткого замыкания. Эти вычисления сыграли ключевую роль и были необходимы для правильного выбора оборудования, которое требуется для ввода в эксплуатацию подстанции 220 кВ Невельская.

С учетом прогнозируемых нагрузок были выполнены анализы режимов работы, включая сценарии, возникающие после аварий. Полученные результаты

указывают на то, что токовая нагрузка на линии электропередач, автотрансформаторы и силовые трансформаторы остается в пределах допустимых значений и не превышает установленные лимиты. Это свидетельствует о том, что энергосистема обладает устойчивостью к различным эксплуатационным условиям и способна гарантировать надежное электроснабжение для потребителей. Далее была спроектирована ПС 220 кВ Невельская. Все принятое оборудование отвечает требуемым стандартам и нормам и проверена по определенным критериям и может быть принято к установке на вновь сооружаемой ПС.

Как итог выполнения магистерской диссертации был разработан и проанализирован наиболее оптимальный вариант реконструкции сети западного энергорайона.

Разработанный вариант отличается надежностью и оснащен современным оборудованием, полностью соответствующим всем необходимым стандартам.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Проектирование электрических сетей. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2017. – 164 с;
2. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б.
3. ГОСТ 15150-69. «Исполнение для различных климатических условий» [Электронный ресурс] URL: https://relsib.com/uploads/tiny/documents/gost_15150_69_klimat_ispolneniya.pdf (Дата обращения: 15.05.2025).
4. ГОСТ 1516.3 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции» [Электронный ресурс] URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294850/4294850317.pdf> (Дата обращения: 14.03.2025);
5. ГОСТ 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»
6. ГОСТ 9920-89 «Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции» [Электронный ресурс] URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294820/4294820555.pdf> (Дата обращения: 16.04.2025);
7. ГОСТ Р 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кв. Общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293839/4293839352.pdf> (Дата обращения: 17.03.2025);
8. ГОСТ Р 55105-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автомати-

ческое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования" [Электронный ресурс] URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293724/4293724536.pdf> (Дата обращения: 12.04.2025);

9. ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования» [Электронный ресурс] URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/03/05/gost_r_58335-2018.pdf (Дата обращения: 15.03.2025);

10. ГОСТ Р 59373-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования" [Электронный ресурс] URL: <https://files.stroyinf.ru/Data/754/75461.pdf> (Дата обращения: 18.04.2025);

11. ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200179849> (Дата обращения: 01.05.2025);

12. ГОСТ Р 59979-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200182794> (Дата обращения: 11.05.2025);

13. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.;

14. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.;

15. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.;
16. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»);
17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118–2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281;
18. Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>;
19. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013;
20. Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.
21. Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.
22. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2024 г;
23. Письмо Минстроя России от 22.03.2025 N 16169-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года» [Электронный ресурс] https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_472793/ (Дата обращения: 08.05.2025);
24. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Переруб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

25. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373 «Об утверждении материалов типовых проектных решений». [Электронный ресурс] <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734/4293734426.pdf> (Дата обращения: 28.04.2024);

26. Приказ от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» [Электронный ресурс] <https://base.garant.ru/72246482/> (Дата обращения: 08.05.2025);

27. Приказ ПАО «Россети» от 30.08.2017 № 116 «Об утверждении корпоративного плана импортозамещения ПАО «Россети».

28. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 10.04.2012 №147/189 «Перечень положений, направленных на оптимизацию технических решений, принимаемых при разработке проектно-сметной документации по объектам инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс] <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734/4293734426.pdf> (Дата обращения: 18.04.2024);

29. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 № 302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи». [Электронный ресурс] <https://rzia.ru/misc.php?action=redirect&pid=36292&url=http%3A%2F%2Fwww.cius-es.ru%2Fevolution%2Fproject%2F> (Дата обращения: 18.04.2025);

30. Распоряжение ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ». [Электронный ресурс] <https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1748941789&tld=ru&lang=ru&name=1507545378.docx&text=30.%20Распоряжение%20ПАО%20«Россети»%20от%2001.0> (Дата обращения: 18.04.2025);

31. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс]

<https://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (Дата обращения: 08.05.2025);

32. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

33. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

34. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (Дата обращения: 12.03.2025).

35. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

36. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозových перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

37. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС»/ [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012 (Дата обращения: 16.05.2025);

38. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ–Медиа, 2014. – 414 с.

39. СО 153-34.20.576-2003 «Методические указания по устойчивости энергосистем» [Электронный ресурс] <https://www.so->

ups.ru/fileadmin/files/laws/orders/pr277-300603me.pdf (Дата обращения: 07.05.2025);

40. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

41. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

42. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ – М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

43. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4– 750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.

44. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (Дата обращения: 28.04.2024);

45. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy/organization-standards/> (Дата обращения: 16.05.2025);

46. СТО 34.01-4.1-007-2018 Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА и АСУТП, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 [Электронный ресурс] URL: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/e0b/wug8tr9gtn2hghluxeljksm9srz8u8xu/СТО%2034.01-4.1-007-2018_изм1.pdf (Дата обращения: 19.04.2025);

47. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс] URL: <https://informproekt.ru/docs/565982170/> (Дата обращения: 21.04.2025);

48. СТО 56947007-29.240.01.221-2016 «Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ» [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/381/wp1zc5onctmtwicmbuoeys0zs36tz7cl.pdf> (Дата обращения: 15.04.2025);

49. СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований» [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/6dd/p9g5uwgkm6buscowhesbwemig4te431wo.pdf> (Дата обращения: 09.04.2025);

50. СТО 56947007-29.240.059-2010 «Инструкция по выбору изоляции электроустановок (с Изменениями на 29.12.2020)» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088457> (Дата обращения: 09.04.2025);

51. СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/966/wwdhp10ywhc55sn8u1nv0wv3quv0ch8.pdf> (Дата обращения: 08.04.2025);

52. СТО 5697007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. типовые решения» [Электронный ресурс] URL: http://k90520az.bget.ru/files/STO_56947007-29.240.30.010-2008.pdf (Дата обращения: 17.04.2025);

53. СТО 59012820.29.020.008-2018 «Релейная защита и автоматика. автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования». [Электронный ресурс] URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_rza_trip_shutdown_device_291218.pdf (Дата обращения: 15.04.2025);

54. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2023–2028 годы. [Электронный ресурс] URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_rza_trip_shutdown_device_291218.pdf

ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/02_Amurskaja_oblast.pdf (Дата обращения: 16.05.2025);

55. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г;

56. Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2024 г;

57. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. – Новосибирск : Наука, 2002. – 344 с.

58. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс] URL: https://www.dvec.ru/amursbyt/private_clients/tariffs/ (Дата обращения: 28.04.2025);

59. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012–376 с.

60. Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2013 – 368 с

61. Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

62. Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.

63. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии – Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

64. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М : Издательство Юрайт, 2016. – 446 с. – Серия : Университеты России.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Параметры существующего режима

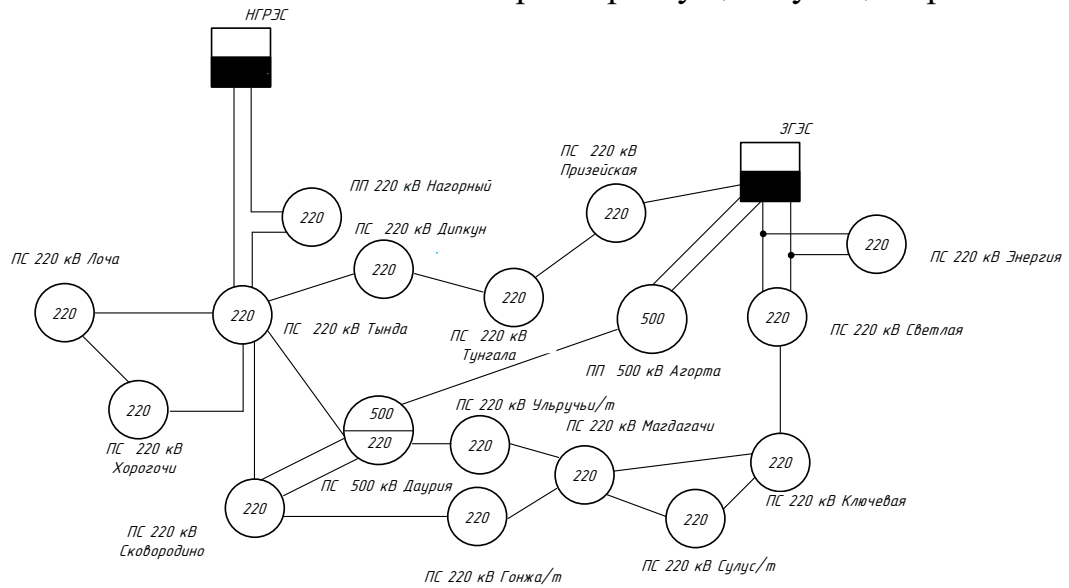


Рисунок А1 – Граф рассматриваемого эквивалента сети

Таблица А1 – Параметры узлов RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н
1	2	3	4	5	6
Нагр	11001	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11056501	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11056500	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11056	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00
Нагр	11002	НГРЭС_01	220	0,00	0,00
Нагр	11003	НГРЭС_02	220	0,00	0,00
Нагр	11004	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00
Нагр	11080	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00
Ген	11006	ген.1	15,75	15,30	16,62
Ген	11007	ген.2	15,75	14,53	9,91
Ген	110160	ген.5	15,75	13,00	12,00
Ген	110150	ген.4	15,75	13,00	12,00
Ген	11008	ген.3	15,75	14,53	9,91
Нагр	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00
Нагр	13149	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25
Нагр	13148	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00
Нагр	13147	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00
Нагр	13146	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
Нагр	1001	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00
Ген+	12058	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00
Нагр	10350	СВЕТЛАЯ	110	6,25	2,57
Ген+	1050	ПРИЗЕЙСКАЯ	220	0,00	0,00
Нагр	1048	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00
Нагр	1046	ДИПКУН	220	0,00	0,00
Нагр	1039	ЗГЭС_500 1СШ	500	0,00	0,00
Нагр	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	35,09	3,87
Нагр	1037	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00
Нагр	1036	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00
Нагр	1035	СВЕТЛАЯ	220	0,00	0,00
Нагр	1033	КЛЮЧЕВАЯ	220	0,00	0,00
Нагр	1032	СУЛУС-Т	220	29,81	14,91
Нагр	1031	МАГДАГАЧИ	220	22,40	17,70
Нагр	1030	ГОНЖА-Т	220	22,06	19,72
Нагр	13204	ТАЛДАН-Т2	220	20,02	11,28
Нагр	1029	ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	0,00	0,00
Нагр	13203	ТАЛДАН-Т1	220	20,02	11,28
Нагр	1028	ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	0,00	0,00
Нагр	1021	СКОВОРОДИНО_Т	220	27,14	31,19
Нагр	1017	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00
Нагр	1009	ЛОПЧА	220	1,63	0,59
Нагр	1007	ХОРОГОЧИ	220	0,30	0,15
Нагр	1004	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00
Нагр	1003	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00
Нагр	1002	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00
Нагр	1115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00
Нагр	111501	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00
Нагр	1011501	СЫЛЛАХСКАЯ	220	24,00	12,00
Ген+	1017501	СКОВОРОДИНО УШР	220	0,00	0,00
Нагр	1017500	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00
Нагр	1019500	СКОВОРОДИНО_110_2СШ	110	0,00	0,00
Нагр	1031500	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00
Нагр	1038500	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00
Нагр	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00
Нагр	1039505	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00
Нагр	1039504	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00
Нагр	1039503	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00
Нагр	1039502	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00
Нагр	1039501	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00
Нагр	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00
Нагр	1114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет режима для варианта №1

Таблица Б1 – Параметры узлов и значение напряжений в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Q_min	Q_max	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	11001	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,69	11,28
Нагр	11056500	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,69	11,28
Нагр	1001	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,38	-1,12
Нагр	11056	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,69	11,27
Нагр	11056501	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,69	11,28
Ген-	12058	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-100,00	-100,00	-5,00	226,37	-1,12
Ген	11006	ген.1	15,75	15,30	16,62	210,00	60,99	0,00	138,00	16,10	18,53
Ген	11007	ген.2	15,75	14,53	9,91	180,00	53,39	-86,00	150,00	16,10	17,68
Ген	11008	ген.3	15,75	14,53	9,91	180,00	18,98	-34,29	149,29	16,10	16,17
Ген	110150	ген.4	15,75	13,00	12,00	225,00	10,94	-75,00	139,00	16,00	17,07
Ген	110160	ген.5	15,75	13,00	12,00	225,00	10,97	-75,00	139,00	16,00	17,07
Нагр	1030	ГОНЖА-Т	220	22,06	19,72	0,00	0,00	0,00	0,00	227,75	-6,91
Нагр	1046	ДИПКУН	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,40	-3,79
Нагр	1039	ЗГЭС_500 1СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,93	-1,80
Нагр	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,93	-1,80
Нагр	1039501	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,93	-1,80
Нагр	1039502	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,93	-1,80
Нагр	1039503	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,94	-1,79
Нагр	1039504	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,94	-1,79
Нагр	1039505	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,93	-1,80
Нагр	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	35,09	3,87	0,00	0,00	0,00	0,00	238,25	-1,56
Нагр	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	238,27	-1,56

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1031	МАГДАГАЧИ	220	22,40	17,70	0,00	0,00	0,00	0,00	229,01	-6,69
Нагр	1031500	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,02	-6,69
Нагр	11002	НГРЭС_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,50	13,88
Нагр	11003	НГРЭС_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,47	13,89
Нагр	11004	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,79	13,88
Нагр	11080	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,80	13,88
Нагр	1028	ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,70	-6,91
Нагр	1029	ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,75	-6,72
Нагр	111501	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,95	-1,81
Нагр	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,21	5,34
Ген+	1050	ПРИЗЕЙСКАЯ	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	-100,00	-5,00	232,97	-6,11
Нагр	1115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,74	-4,33
Нагр	1035	СВЕТЛАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,33	-1,95
Нагр	1017	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,51	-6,17
Нагр	1017500	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,51	-6,16
Ген+	1017501	СКОВОРОДИНО УШР	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	-100,00	-5,00	228,51	-6,17
Нагр	1018	СКОВОРОДИНО_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	222,82	-9,67
Нагр	1019	СКОВОРОДИНО_110	110	48,34	15,08	0,00	0,00	0,00	0,00	117,24	-9,26
Нагр	1019500	СКОВОРОДИНО_110_2СШ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,24	-9,26
Нагр	1021	СКОВОРОДИНО_Т	220	27,14	31,19	0,00	0,00	0,00	0,00	228,32	-6,19
Нагр	1032	СУЛУС-Т	220	29,81	14,91	0,00	0,00	0,00	0,00	228,41	-7,11
Нагр	1114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,67	-6,18

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	13204	ТАЛДАН-Т2	220	20,02	11,28	0,00	0,00	0,00	0,00	227,74	-6,72
Нагр	1048	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,70	-4,61
Нагр	1002	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	223,72	-3,29
Нагр	1003	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,89	-2,37
Нагр	1004	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,77	-3,06
Нагр	1007	ХОРОГОЧИ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	225,41	-5,15
Нагр	13146	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,47	-7,19
Нагр	13149	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25	0,00	0,00	0,00	0,00	115,01	-7,76
Нагр	13147	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,00	-7,84
Нагр	13148	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,00	-7,84
Нагр	1036	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,88	-1,71
Нагр	1037	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,91	-1,70
Нагр	13203	ТАЛДАН-Т1	220	20,02	11,28	0,00	0,00	0,00	0,00	227,68	-6,92
Нагр	1038500	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	238,28	-1,56
Нагр	1033	КЛЮЧЕВАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,83	-7,11
Нагр	1009	ЛОПЧА	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,00	-9,67

Таблица Б2 – Параметры узлов и значение напряжений в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	11001	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,45	9,28
Нагр	11056500	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,45	9,28

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	11006	ген.1	15,75	15,30	16,62	210,00	66,83	0,00	138,00	16,10	16,57
Ген	11007	ген.2	15,75	14,53	9,91	180,00	59,44	-86,00	150,00	16,10	15,72
Ген	11008	ген.3	15,75	14,53	9,91	180,00	29,30	-34,29	149,29	16,10	14,20
Ген	110150	ген.4	15,75	13,00	12,00	225,00	22,17	-75,00	139,00	16,00	15,10
Ген	110160	ген.5	15,75	13,00	12,00	225,00	22,20	-75,00	139,00	16,00	15,10
Нагр	1030	ГОНЖА-Т	220	22,06	19,72	0,00	0,00	0,00	0,00	220,48	-11,05
Нагр	1046	ДИПКУН	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,70	-8,39
Нагр	1039	ЗГЭС_500 1СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,70	-1,16
Нагр	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,70	-1,16
Нагр	1039501	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,70	-1,16
Нагр	1039502	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,69	-1,16
Нагр	1039503	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,71	-1,15
Нагр	1039504	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,71	-1,15
Нагр	1039505	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,69	-1,16
Нагр	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	35,09	3,87	0,00	0,00	0,00	0,00	236,34	-2,09
Нагр	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	236,36	-2,08
Нагр	1038500	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	236,37	-2,08
Нагр	1033	КЛЮЧЕВАЯ	220	6,76	2,80	0,00	0,00	0,00	0,00	224,24	-9,43
Нагр	1009	ЛОПЧА	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,97	-16,72
Нагр	1031	МАГДАГАЧИ	220	22,40	17,70	0,00	0,00	0,00	0,00	223,09	-9,85
Нагр	1031500	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	223,10	-9,84
Нагр	11002	НГРЭС_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,93	11,91

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1028	ОТП. ТАЛДАН-Т1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,98	-12,09
Нагр	1029	ОТП. ТАЛДАН-Т2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,05	-12,74
Нагр	111501	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	514,70	-1,17
Нагр	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	225,36	1,25
Ген+	1050	ПРИЗЕЙСКАЯ	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	-100,00	-5,00	231,52	-8,64
Нагр	1115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	472,44	-13,47
Нагр	1035	СВЕТЛАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,26	-2,56
Нагр	1017	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,27	-13,43
Нагр	1017500	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,27	-13,42
Ген+	1017501	СКОВОРОДИНО УШР	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	-100,00	-5,00	217,27	-13,43
Нагр	1018	СКОВОРОДИНО_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	211,81	-17,17
Нагр	1019	СКОВОРОДИНО_110	110	48,34	15,08	0,00	0,00	0,00	0,00	111,43	-16,74
Нагр	1019500	СКОВОРОДИНО_110_2СШ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,43	-16,73
Нагр	1021	СКОВОРОДИНО_Т	220	27,14	31,19	0,00	0,00	0,00	0,00	217,08	-13,45
Нагр	1032	СУЛУС-Т	220	29,81	14,91	0,00	0,00	0,00	0,00	223,32	-9,75
Нагр	1114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,32	-13,47
Нагр	13203	ТАЛДАН-Т1	220	20,02	11,28	0,00	0,00	0,00	0,00	218,97	-12,09
Нагр	13204	ТАЛДАН-Т2	220	20,02	11,28	0,00	0,00	0,00	0,00	218,04	-12,75
Нагр	1048	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,49	-8,46
Нагр	1002	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,48	-10,02
Нагр	1001	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	222,08	-7,79
Нагр	11056	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,45	9,29
Нагр	11056501	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,45	9,29
Ген+	12058	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	-100,00	-5,00	222,09	-7,79

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1007	ХОРОГОЧИ	220	0,30	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	221,64	-12,01
Нагр	13146	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,06	-9,78
Нагр	13149	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25	0,00	0,00	0,00	0,00	115,01	-10,36
Нагр	13147	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,04	-10,44
Нагр	13148	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,04	-10,44
Нагр	1036	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,91	-2,26
Нагр	1037	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,95	-2,25
Нагр	1003	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,62	-9,08
Нагр	1004	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,53	-9,78
Нагр	11003	НГРЭС_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,90	11,92
Нагр	11004	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,50	11,91
Нагр	11080	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,50	11,91

Примечание: В таблицах Б3 – Б4 указано максимальное значение тока.

Продолжение Приложения Б

Таблица Б3 – Токовая нагрузка нормального режима

Название линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному, %	Отношение аварийного к максимальному, %
1	2	3	4	4	5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	475	23,75	21,69
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	472	23,60	21,55
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	227	11,35	10,37
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000	339	42,32	33,90
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	358	50,42	56,83
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	319	39,83	31,90
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	245	34,51	38,89
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	195	27,46	30,95
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	76	10,70	12,06
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	109	17,30	13,46
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	118	18,73	14,57
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	630	810	90	14,29	11,11
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	90	14,29	11,11
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	62	9,84	7,65
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	37	5,87	4,57

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б3

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	243	38,57	30,00
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	43	6,23	6,06
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	71	10,29	10,00
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	31	4,49	4,37
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	268	38,84	37,75
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	232	36,83	28,64
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	231	36,67	28,52
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	143	22,70	17,65
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	97	15,40	11,98
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	84	13,33	10,37
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	117	18,57	14,44
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	271	43,02	33,46
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	270	42,86	33,33
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	279	44,29	34,44

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы БЗ

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	243	38,57	30,00
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	43	6,23	6,06
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	71	10,29	10,00
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	31	4,49	4,37
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	268	38,84	37,75
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	232	36,83	28,64
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	231	36,67	28,52
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	143	22,70	17,65
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	97	15,40	11,98
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	84	13,33	10,37
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	117	18,57	14,44
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	271	43,02	33,46
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	270	42,86	33,33
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	279	44,29	34,44
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	87	14,38	10,55
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	87	14,38	10,55
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	352	55,87	43,46
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	352	55,87	43,46

Продолжение Приложения Б

Таблица Б4 – Токовая нагрузка послеаварийного режима

Название линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному, %	Отношение аварийного к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	410	20,50	18,72
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	407	20,35	18,58
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	-	-	-
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000	455	56,80	45,50
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	-	-	-
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	436	54,43	43,60
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	264	37,18	41,90
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	36	5,07	5,71
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	22	3,10	3,49
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	121	19,21	14,94
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	135	21,43	16,67
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	630	810	60	9,52	7,41
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	113	17,94	13,95
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	79	12,54	9,75
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	167	26,51	20,62

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	210	33,33	25,93
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	52	7,54	7,32
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	20	2,90	2,82
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	103	14,93	14,51
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	349	50,58	49,15
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	277	43,97	34,20
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	630	810	276	43,81	34,07
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	197	31,27	24,32
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	59	9,37	7,28
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	30	4,76	3,70
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	79	12,54	9,75
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	289	45,87	35,68
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	277	43,97	34,20
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	287	45,56	35,43
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	82	13,55	9,94
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	82	13,55	9,94
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	477	75,71	58,89
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	477	75,71	58,89

Продолжение Приложения Б

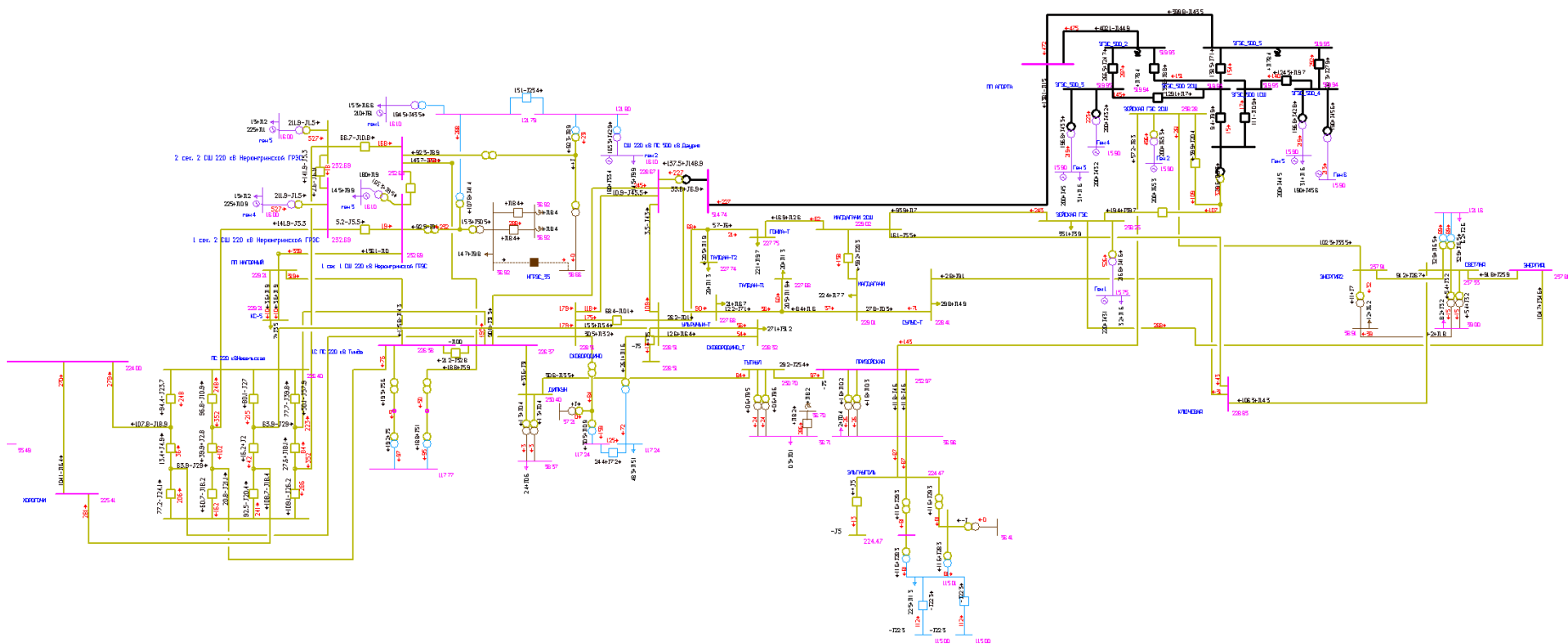


Рисунок Б1 – Схема потокораспределения нормального режима

Продолжение Приложения Б

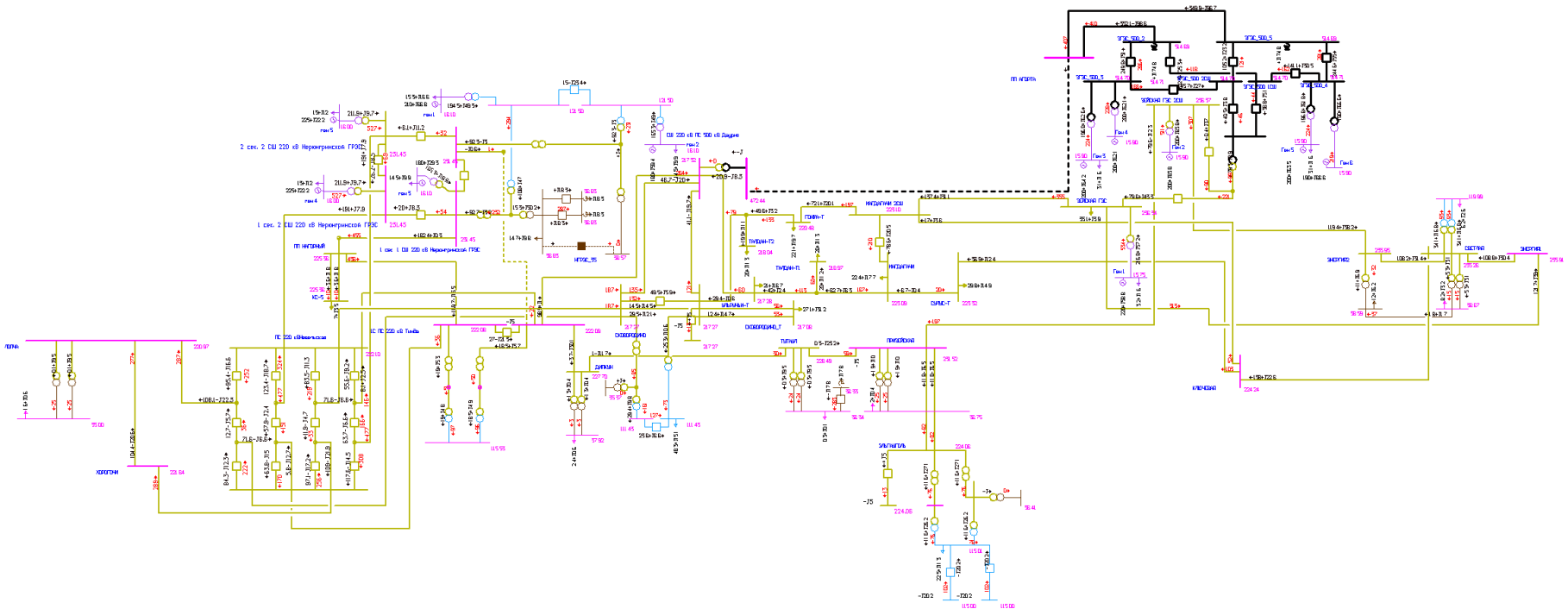


Рисунок Б2 – Схема потокораспределения послеаварийного режима
ЖИМа

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет режима для варианта №2

Таблица В1 – Параметры узлов и значение напряжений в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	11001	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,81	18,10
Нагр	11056500	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,81	18,10
Нагр	1001	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,12	3,00
Нагр	11056	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,81	18,10
Нагр	11056501	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,81	18,10
Ген-	12058	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-100,00	225,00	-100,00	-5,00	232,11	3,00
Ген	11006	ген.1	15,75	15,30	16,62	210,00	53,06	16,10	0,00	138,00	16,10	25,85
Ген	11007	ген.2	15,75	14,53	9,91	180,00	45,17	16,10	-86,00	150,00	16,10	25,00
Ген	11008	ген.3	15,75	14,53	9,91	180,00	9,68	16,10	-34,29	149,29	16,10	22,98
Ген	110150	ген.4	15,75	13,00	12,00	225,00	0,84	16,00	-75,00	139,00	16,00	23,87
Ген	110160	ген.5	15,75	13,00	12,00	225,00	0,85	16,00	-75,00	139,00	16,00	23,87
Нагр	1030	ГОНЖА-Т	220	19,35	17,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,55	-3,36
Нагр	1046	ДИПКУН	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,81	-0,08
Нагр	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,00	-0,08
Нагр	1039501	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,00	-0,08
Нагр	1039502	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,00	-0,09
Нагр	1039503	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,01	-0,07
Нагр	1039504	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,00	-0,08
Нагр	1039505	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,00	-0,09
Нагр	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	30,76	3,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,99	0,82
Нагр	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	238,00	0,82
Нагр	1038500	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	238,01	0,82

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	1033	КЛЮЧЕВАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,91	-4,03
Нагр	1009	ЛОПЧА	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,09	-5,04
Нагр	1031	МАГДАГАЧИ	220	19,64	15,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,45	-3,39
Нагр	1031500	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,45	-3,39
Нагр	11002	НГРЭС_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,25	21,20
Нагр	11003	НГРЭС_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,23	21,21
Нагр	11004	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,20	21,21
Нагр	11080	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	122,21	21,20
Нагр	111501	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	519,03	-0,09
Нагр	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,82	10,85
Ген+	1050	ПРИЗЕЙСКАЯ	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	235,00	-100,00	-5,00	234,10	-2,89
Нагр	1205801	ПС 220 Невельская	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,17	2,98
Нагр	1205810	ПС 220 Невельская_10	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,14	3,00
Нагр	1205802	ПС 220 Невельская_2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,15	2,98
Нагр	1205803	ПС 220 Невельская_3	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,17	2,97
Нагр	1205804	ПС 220 Невельская_4	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,17	2,98
Нагр	1205805	ПС 220 Невельская_5	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,15	3,00
Нагр	1205806	ПС 220 Невельская_6	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,14	2,99
Нагр	1205807	ПС 220 Невельская_7	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,17	2,97
Нагр	1205808	ПС 220 Невельская_8	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,17	2,97
Нагр	1205809	ПС 220 Невельская_9	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	232,13	2,99
Нагр	1115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	526,11	-0,42
Нагр	21150	ПС 500 кВ Невельская	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	523,49	1,53
Нагр	10350	СВЕТЛАЯ	110	5,48	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,57	-2,67
Нагр	1035	СВЕТЛАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,20	0,47

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	1017	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,68	-1,96
Нагр	1017500	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,69	-1,95
Нагр	1018	СКОВОРОДИНО_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	225,69	-4,98
Нагр	1019	СКОВОРОДИНО_110	110	42,39	13,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	118,75	-4,63
Нагр	1019500	СКОВОРОДИНО_110_2СШ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	118,75	-4,63
Нагр	1021	СКОВОРОДИНО_Т	220	23,80	27,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,51	-1,97
Нагр	1032	СУЛУС-Т	220	26,14	13,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,69	-3,92
Нагр	1114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,95	-1,97
Нагр	21152	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Невельская	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,24	2,97
Нагр	1048	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	233,28	-1,07
Нагр	1002	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,77	1,15
Нагр	1003	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,80	1,93
Нагр	1004	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,94	1,35
Нагр	1027	УЛЬРУЧЬИ-Т	220	18,45	14,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	229,99	-2,52
Нагр	1007	ХОРОГОЧИ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,47	-0,78
Нагр	111502	ШР ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,49
Нагр	21151	ШР ПС 500 кВ Невельская	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,49
Нагр	13146	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,79	-3,91
Нагр	13149	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,01	-4,48
Нагр	13147	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,96	-4,57
Нагр	13148	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,96	-4,57
Нагр	1036	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,68	0,69
Нагр	1037	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,70	0,69

Продолжение Приложения В

Таблица В2 – Параметры узлов и значение напряжений в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	11001	1 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,88	22,98
Нагр	11056500	1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,87	22,97
Нагр	1001	1С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,13	2,10
Нагр	11056	2 сек. 1 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,88	22,98
Нагр	11056501	2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,87	22,98
Ген-	12058	2С ПС 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-100,00	225,00	-100,00	-5,00	227,12	2,09
Ген	11006	ген.1	15,75	15,30	16,62	210,00	62,18	16,10	0,00	138,00	16,10	30,77
Ген	11007	ген.2	15,75	14,53	9,91	180,00	54,62	16,10	-86,00	150,00	16,10	29,92
Ген	11008	ген.3	15,75	14,53	9,91	180,00	25,78	16,10	-34,29	149,29	16,10	27,88
Ген	110150	ген.4	15,75	13,00	12,00	225,00	18,34	16,00	-75,00	139,00	16,00	28,78
Ген	110160	ген.5	15,75	13,00	12,00	225,00	18,37	16,00	-75,00	139,00	16,00	28,78
Нагр	1030	ГОНЖА-Т	220	19,35	17,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,50	-3,96
Нагр	1046	ДИПКУН	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,52	-0,78
Нагр	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,63	0,06
Нагр	1039501	ЗГЭС_500_1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,63	0,06
Нагр	1039502	ЗГЭС_500_2	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,62	0,05
Нагр	1039503	ЗГЭС_500_3	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,64	0,06
Нагр	1039504	ЗГЭС_500_4	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,63	0,06
Нагр	1039505	ЗГЭС_500_5	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,62	0,05
Нагр	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	30,76	3,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,99	0,80
Нагр	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,99	0,80
Нагр	1038500	ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	236,01	0,80
Нагр	1033	КЛЮЧЕВАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,06	-4,38

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	1009	ЛОПЧА	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,60	-6,35
Нагр	1031	МАГДАГАЧИ	220	19,64	15,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,47	-3,86
Нагр	1031500	МАГДАГАЧИ 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,47	-3,85
Нагр	11002	НГРЭС_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,37	26,12
Нагр	11003	НГРЭС_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	231,34	26,13
Нагр	11004	НГРЭС_110_СШ1	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,73	26,12
Нагр	11080	НГРЭС_110_СШ2	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,74	26,12
Нагр	111501	ПП АГОРТА	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,63	0,04
Нагр	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,67	13,10
Ген+	1050	ПРИЗЕЙСКАЯ	220	0,00	0,00	0,00	-5,00	235,00	-100,00	-5,00	232,47	-3,35
Нагр	1205801	ПС 220 Невельская	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,18	2,08
Нагр	1205810	ПС 220 Невельская_10	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,14	2,10
Нагр	1205802	ПС 220 Невельская_2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,16	2,09
Нагр	1205803	ПС 220 Невельская_3	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,18	2,08
Нагр	1205804	ПС 220 Невельская_4	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,18	2,08
Нагр	1205805	ПС 220 Невельская_5	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,15	2,10
Нагр	1205806	ПС 220 Невельская_6	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,15	2,10
Нагр	1205807	ПС 220 Невельская_7	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,18	2,08
Нагр	1205808	ПС 220 Невельская_8	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,17	2,08
Нагр	1205809	ПС 220 Невельская_9	220	0,00	0,00	0,00	0,00	225,00	0,00	0,00	227,14	2,09
Нагр	1115	ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,84	-1,54
Нагр	21150	ПС 500 кВ Невельская	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	510,56	0,54
Нагр	10350	СВЕТЛАЯ	110	5,48	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,55	-2,76
Нагр	1035	СВЕТЛАЯ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,21	0,43
Нагр	1017	СКОВОРОДИНО	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,37	-3,00
Нагр	1017500	СКОВОРОДИНО 2СШ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,37	-2,99

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	1018	СКОВОРОДИНО_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	223,43	-6,07
Нагр	1019	СКОВОРОДИНО_110	110	42,39	13,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,55	-5,71
Нагр	1019500	СКОВОРОДИНО_110_2СШ	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,56	-5,71
Нагр	1021	СКОВОРОДИНО_Т	220	23,80	27,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,20	-3,02
Нагр	1032	СУЛУС-Т	220	26,14	13,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,80	-4,32
Нагр	1114	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	228,50	-3,01
Нагр	21152	СШ 220 кВ ПС 500 кВ Невельская	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,24	2,07
Нагр	1048	ТУТАУЛ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230,60	-1,69
Нагр	1002	ТЫНДА_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,84	0,20
Нагр	1003	ТЫНДА_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	225,85	1,00
Нагр	1004	ТЫНДА_110	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	118,34	0,40
Нагр	1027	УЛЬРУЧЬИ-Т	220	18,45	14,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	227,63	-3,46
Нагр	1007	ХОРОГОЧИ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,12	-1,88
Нагр	111502	ШР ПС 500 кВ Даурия	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,49
Нагр	21151	ШР ПС 500 кВ Невельская	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,49
Нагр	13146	ЭЛЬГАУГОЛЬ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	224,33	-4,44
Нагр	13149	ЭЛЬГАУГОЛЬ_110	110	22,50	11,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,01	-5,01
Нагр	13147	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_01	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,01	-5,10
Нагр	13148	ЭЛЬГАУГОЛЬ_220_02	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,01	-5,10
Нагр	1036	ЭНЕРГИЯ1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,68	0,66
Нагр	1037	ЭНЕРГИЯ2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	235,70	0,67

Примечание: В таблицах В3 – В4 указано максимальное значение тока.

Продолжение Приложения В

Таблица В3 – Токовая нагрузка нормального режима

Название линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному, %	Отношение аварийного к максимальному, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	442	22,10	20,18
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	197	9,85	9,00
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	201	10,05	9,18
ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская	2000	2190	214	10,70	9,77
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000	409	51,06	40,90
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	440	61,97	69,84
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	389	48,56	38,90
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында	710	630	175	24,65	27,78
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	151	21,27	23,97
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	330	46,48	52,38
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	194	30,79	23,95
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	189	30,00	23,33
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	630	810	110	17,46	13,58
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	33	5,24	4,07
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	50	7,94	6,17
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	40	6,35	4,94

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В3

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	201	31,90	24,81
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	64	9,28	9,01
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	90	13,04	12,68
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	33	4,78	4,65
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	234	33,91	32,96
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	202	32,06	24,94
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	203	32,22	25,06
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	117	18,57	14,44
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	144	22,86	17,78
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	100	15,87	12,35
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	123	19,52	15,19
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	270	42,86	33,33
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	261	41,43	32,22
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	261	41,43	32,22
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	91	15,04	11,03
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	91	15,04	11,03
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	434	68,89	53,58
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	434	68,89	53,58

Продолжение Приложения В

Таблица В4 – Токовая нагрузка послеаварийного режима

Название линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному, %	Отношение аварийного к максимальному, %
1	2	3	4	4	5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	2190	413	20,65	18,86
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	2190	362	18,10	16,53
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2000	2190	-		
ВЛ 500 кВ Даурия – Невельская	2000	2190	202	10,10	9,22
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	801	1000		0,00	0,00
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	710	630	-		
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	801	1000	529	66,04	52,90
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №1	710	630	109	15,35	17,30
КВЛ 220 кВ Невельская – Тында №2	710	630	188	26,48	29,84
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1	630	810	93	14,76	11,48
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2	630	810	105	16,67	12,96
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	630	810	89	14,13	10,99
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	45	7,14	5,56
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	630	810	31	4,92	3,83
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	630	810	44	6,98	5,43

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В4

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	630	810	216	34,29	26,67
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	690	710	52	7,54	7,32
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	690	710	78	11,30	10,99
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	690	710	26	3,77	3,66
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	690	710	245	35,51	34,51
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	208	33,02	25,68
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпай- кой на ПС Энергия	630	810	209	33,17	25,80
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	630	810	127	20,16	15,68
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	630	810	10	1,59	1,23
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	630	810	91	14,44	11,23
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	630	810	120	19,05	14,81
КВЛ 220 кВ Невельская – Хорогочи	630	810	279	44,29	34,44
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	630	810	286	45,40	35,31
КВЛ 220 кВ Невельская– Лопча	630	810	276	43,81	34,07
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	605	825	85	14,05	10,30
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2	605	825	85	14,05	10,30
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №1	630	810	586	93,02	72,35
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Невельская №2	630	810	586	93,02	72,35

Продолжение Приложения В

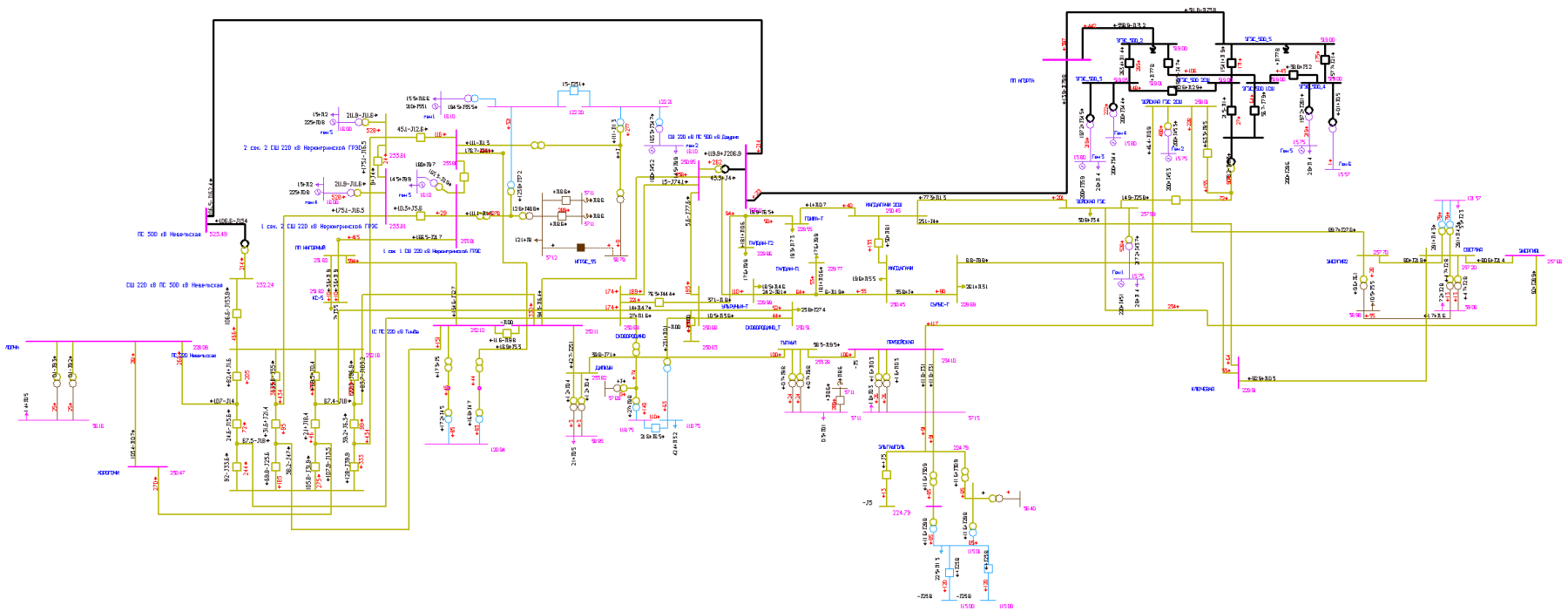


Рисунок В1 – Схема поточкораспределения нормального режима

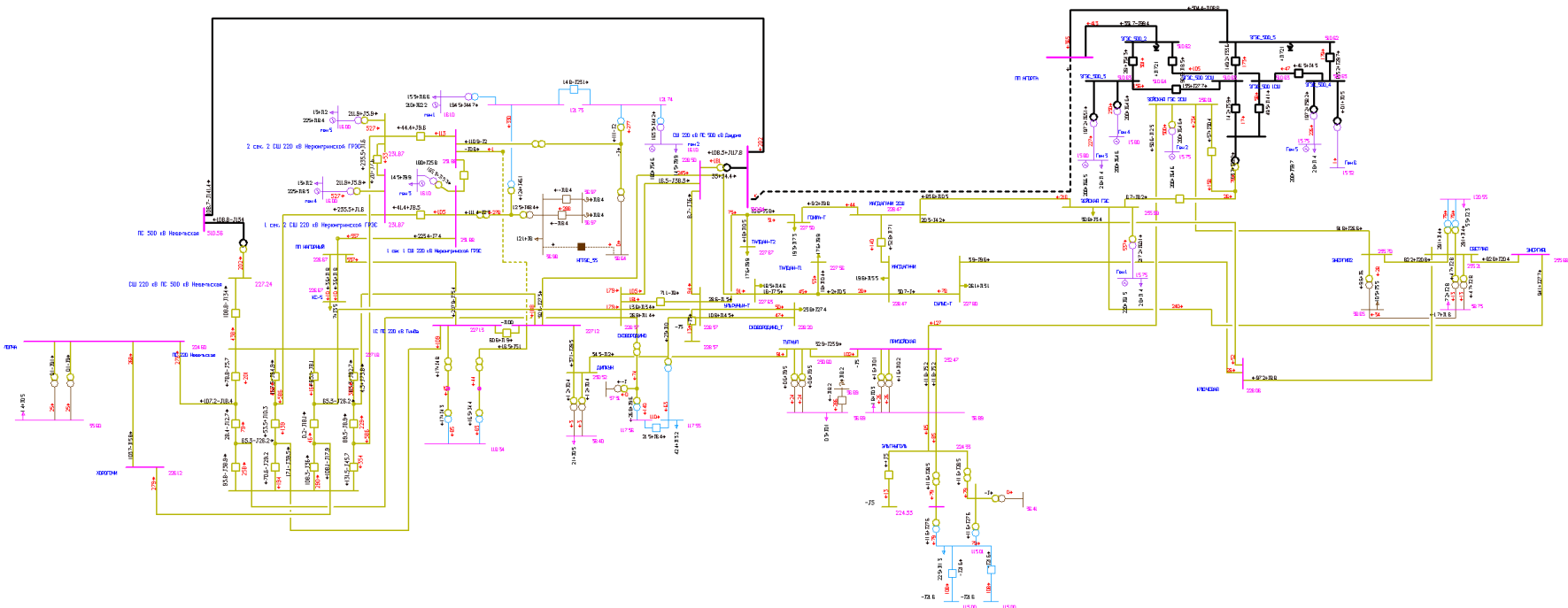


Рисунок В2 – Схема потокораспределения пославарийного ре-

жима

ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Экономический анализ

Экономический анализ

$$k_{\text{зон.АМ}} := 1.4 \quad K_{\text{постМ110}} := 10340$$

$$k_{\text{инф.АМ}} := 6.1$$

Капитальные вложения

$$K_{\text{ору1105АН}} := 62040 \quad K_{\text{пост1105АН}} := 9300$$

$$K_{\text{ору1109}} := 70020 \quad K_{\text{пост1109}} := 10340$$

$$K_{500} := 2673 \quad \text{тысруб} \quad K_{220} := 2007 \quad \text{тысруб}$$

$$L_{\text{лин1}} := 170 \quad L_{\text{лин2}} := 170$$

Стоимость линий

$$K_{\text{лин1}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot L_{\text{лин1}} \cdot K_{220} = 2.914 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{лин2}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot (L_{\text{лин2}} \cdot K_{500}) = 3.881 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

Стоимость ПС

$$K_{\text{ПС1}} := (k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}}) \cdot (451386) = 3.855 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{ПС2}} := (k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}}) \cdot (1144118) = 9.771 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

Суммарная стоимость варианта

$$A1 := K_{\text{лин1}} + K_{\text{ПС1}} = 6.769 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

$$A2 := K_{\text{лин2}} + K_{\text{ПС2}} = 1.365 \times 10^7 \quad \text{тысруб}$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ110}} = 1.034 \times 10^4$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{постМ110}} = 8.8304 \times 10^4$$

Продолжение Приложения Г

$$K_{\text{пс.млн1}} := \frac{K_{\text{ПС1}}}{1000} = 3.855 \times 10^3 \text{ млнруб} \quad \frac{K_{\text{пс.млн1}}}{4} = 963.709$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс1}} := \frac{K_{\text{ПС1}}}{20} = 1.927 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн1}} := \frac{I_{\text{ам.пс1}}}{1000} = 192.742 \text{ млнруб}$$

Стоимость потерь электророзергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 108 \quad C_W := 5.3$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 572.4 \text{ тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 0.572 \text{ млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.067 \quad K_{\text{ПС1}} = 3.855 \times 10^6$$

$$I_{\text{эксп1}} := K_{\text{ПС1}} \cdot a_{\text{пс}} = 2.583 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{эксп.млн1}} := \frac{I_{\text{эксп1}}}{1000} = 258.274 \text{ млнруб}$$

$$P_{\text{эффективная}} := 11000 \text{ кВт} \quad C_W := 5.3 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W1 := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 9.504 \times 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{\text{млн1}} := \frac{W1}{1000} = 9.504 \times 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{\text{pt1}} := W1 \cdot C_W = 5.037 \times 10^8 \text{ руб (за год)}$$

Продолжение Приложения Г

$$O_{pt.млн1} := \frac{O_{pt1}}{1000000} = 503.712 \text{ млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{окуп1} := \frac{K_{пс.млн1}}{O_{pt.млн1}} = 7.653 \text{ года} \quad \frac{K_{пс.млн1}}{4} = 963.709$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$П_{ct1} := O_{pt.млн1} - И_{эксп.млн1} - И_{ам.пс.млн1} = 52.6 \text{ млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_{t1} := 0.24П_{ct1} = 12.647 \text{ млнруб}$$

$$K_{пс.млн2} := \frac{K_{ПС2}}{1000} = 9.771 \times 10^3 \text{ млнруб} \quad \frac{K_{пс.млн2}}{4} = 2.443 \times 10^3$$

Амортизационные издержки

$$И_{ам.пс2} := \frac{K_{ПС2}}{20} = 4.885 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$И_{ам.пс.млн2} := \frac{И_{ам.пс2}}{1000} = 488.538 \text{ млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{пс} := 0.067 \quad K_{ПС2} = 9.771 \times 10^6$$

$$И_{эксп2} := K_{ПС1} \cdot a_{пс} = 2.583 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$И_{эксп.млн2} := \frac{И_{эксп1}}{1000} = 258.274 \text{ млнруб}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W2 := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 9.504 \times 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение Приложения Г

$$W_{\text{млн2}} := \frac{W_2}{1000} = 9.504 \times 10^4 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{\text{pt2}} := W_1 \cdot C_W = 5.037 \times 10^8 \quad \text{руб (за год)}$$

$$O_{\text{pt.млн2}} := \frac{O_{\text{pt2}}}{1000000} = 503.712 \quad \text{млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{окуп2}} := \frac{K_{\text{пс.млн2}}}{O_{\text{pt.млн2}}} = 19.398 \quad \text{года} \quad \frac{K_{\text{пс.млн2}}}{4} = 2.443 \times 10^3$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$\Pi_{\text{ct2}} := O_{\text{pt.млн1}} - I_{\text{эксп.млн1}} - I_{\text{ам.пс.млн1}} = 52.696 \quad \text{млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_{\text{t2}} := 0.24\Pi_{\text{ct2}} = 12.647 \quad \text{млнруб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Выбор оборудования

Исходные данные:

периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{п0220} := 7.6 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд220} := 18.27 \quad \text{кА}$$

$$i_{a220} := \sqrt{2} \cdot I_{п0220} \cdot 1.7 = 18.272 \quad \text{кА}$$

линейное напряжение:

$$U_{220} := 220 \quad \text{кВ}$$

Максимальный протекающий ток:

$$I_{рабmax220} := 521 \quad \text{А}$$

Выбор выключателей

220 кВ

номинальное напряжение:

$$U_{ном220} := 220 \quad \text{кВ}$$

номинальный ток:

$$I_{ном220} := 2500 \quad \text{А}$$

амплитудное значение сквозного тока аппарата:

$$i_{прскв220} := 102 \quad \text{кА}$$

время отключения выключателя на РУ 110 кВ:

$$t_{откл} := 0.34 \quad \text{с.}$$

номинальный ток отключения:

$$I_{отклном220} := 31.5 \text{ кА}$$

По номинальному напряжению:

$$U_{220} \leq U_{ном220} = 1$$

По номинальному току:

$$I_{рабmax220} \leq I_{ном220} = 1$$

Продолжение Приложения Д

По динамической устойчивости:

$$i_{\text{прскв}220} \geq i_{\text{уд}220} = 1$$

По термической устойчивости:

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a := 0.02 \text{ с.}$$

$$Bk_{220} := I_{\text{п}0220}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 20.794 \text{ кА}^2\text{с}$$

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$\beta_{\text{норм}} := 40 \%$$

$$i_{\text{аном}220} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{отклном}220} = 17.819 \text{ кА}$$

$$i_{\text{аном}220} \geq i_{a220} = 0$$

Выбор сборных шин и изоляторов:

220 кВ

Предварительно выбираем АС-300

+

радиус провода:

$$r_0 := 1.2 \text{ см}$$

среднегеометрическое расстояние между проводниками:

$$D_{\text{ср}} := 500 \text{ см}$$

длительно допустимый ток:

$$I_{\text{ддт}300} := 710 \text{ А}$$

$$I_{\text{рабmax}220} \leq I_{\text{ддт}300} = 1$$

Термическое действие тока КЗ:

коэффициент, учитывающий материал провода:

$$C_{220} := 90$$

$$Bk_{220} = 20.794$$

$$q_{\text{min}} := \frac{\sqrt{Bk_{220}}}{C_{220}} \cdot 10^3 = 50.667 \text{ мм}^2$$

$$q_{220} := 300 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} \leq q_{220} = 1$$

ВЫБОР опп

$$U_{\text{н.р.с}} := 242$$

$$U_{\text{н.р.д}} := 1.05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}} = 146.705$$

$$I_{\text{вб}} := 1.2 \cdot I_{\text{п}0_{220}} = 9.12$$

$$U_{\text{н.р}} := 1.15 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}} = 160.677$$

$$U := 1.4 \cdot U_{\text{н.р}} = 224.947$$

$$\frac{U}{160} = 1.406$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е – Расчет токов КЗ

Таблица Ж1 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
зак	11001	Нерюнгринская ГРЭС	220
зак	1001	ПС 220 кВ Тында	220
зак	11056	Нерюнгринская ГРЭС	220
зак	12058	ПС 220 кВ Тында	220
зак	1030	ПС 220 кВ ГОНЖА-Т	220
зак	1046	ПС 220 кВ ДИПКУН	220
зак	1039	ЗГЭС_500 1СШ	500
зак	1039500	ЗГЭС_500 2СШ	500
зак	1038	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220
зак	1038501	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	220
зак	1031	ПС 220 кВ МАГДАГАЧИ	220
зак	111501	ПП АГОРТА	500
зак	1165	ПП НАГОРНЫЙ	220
зак	1050	ПС 220 кВ ПРИЗЕЙСКАЯ	220
зак	1115	ПС 500 кВ Даурия	500
зак	1035	ПС 220 кВ СВЕТЛАЯ	220
зак	1017	ПС 220 кВ СКОВОРОДИНО	220
зак	1021	ПС 220 кВ СКОВОРОДИНО_Т	220
зак	1032	ПС 220 кВ СУЛУС-Т	220
зак	13204	ПС 220 кВ ТАЛДАН-Т2	220
зак	1048	ПС 220 кВ ТУТАУЛ	220
зак	1007	ПС 220 кВ ХОРОГОЧИ	220
зак	13146	ПС 220 кВ ЭЛЬГАУГОЛЬ	220
зак	1036	ПС 220 кВ ЭНЕРГИЯ1	220
зак	1037	ПС 220 кВ ЭНЕРГИЯ2	220
зак	13203	ПС 220 кВ ТАЛДАН-Т1	220
зак	1033	ПС 220 кВ КЛЮЧЕВАЯ	220
зак	1009	ПС 220 кВ ЛОПЧА	220

Таблица Ж2 – Ветви/Несим/ИД

2	3	4
Название	X	X0
ЗГЭС_500_1 - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,99	53,41
ЗГЭС_500_2 - ПП АГОРТА	0,01	0,11
ЗГЭС_500_3 - Ген.3	2,71	144,43
ЗГЭС_500_3 - Ген.4	2,78	146,63
ЗГЭС_500_4 - Ген.5	2,81	146,63
ЗГЭС_500_4 - Ген.6	2,32	132,09

Продолжение Приложения Ж

Продолжение таблицы Ж2

ЗГЭС_500_5 - ПП АГОРТА	0,01	0,11
ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия	2,32	132,09
ЗЕЙСКАЯ ГЭС - Ген.1	0,49	29,72
ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,00	0,00
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ - Ген.2	0,58	25,30
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,00	0,00
ЗЕЙСКАЯ ГЭС 2СШ - ПРИЗЕЙСКАЯ	17,64	78,85
КЛЮЧЕВАЯ - СВЕТЛАЯ	10,78	48,17
МАГДАГАЧИ - СУЛУС-Т	4,01	13,91
МАГДАГАЧИ 2СШ - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	9,88	54,75
МАГДАГАЧИ 2СШ - КЛЮЧЕВАЯ	5,24	23,43
МАГДАГАЧИ 2СШ - МАГДАГАЧИ	0,00	0,00
ОТП. ТАЛДАН-Т1 - МАГДАГАЧИ	9,40	32,10
ОТП. ТАЛДАН-Т2 - ГОНЖА-Т	6,65	29,71
ПП АГОРТА - ПС 500 кВ Даурия	8,12	86,24
ПРИЗЕЙСКАЯ - ТУНГАЛА	14,09	62,95
ПРИЗЕЙСКАЯ - ЭЛЫГАУГОЛЬ	25,73	114,97
ПС 500 кВ Даурия - СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия	0,86	61,10
СВЕТЛАЯ - Светлая	5,70	275,00
СВЕТЛАЯ - Светлая	5,70	275,00
СВЕТЛАЯ - СВЕТЛАЯ	1,40	104,00
СВЕТЛАЯ - СВЕТЛАЯ	1,40	104,00
Светлая - Энергия	0,41	1,45
Светлая - Энергия	0,41	1,45
СВЕТЛАЯ - ЭНЕРГИЯ1	0,63	2,82
СВЕТЛАЯ - ЭНЕРГИЯ2	0,66	2,94
СУЛУС-Т - КЛЮЧЕВАЯ	2,43	8,53
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - БАМ-Т	2,53	11,09
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - СКОВОРОДИНО	0,15	0,84
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - СКОВОРОДИНО 2СШ	0,15	0,84
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - УЛЬРУЧЬИ-Т	3,49	12,30
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия - УРУША-Т	7,26	32,43
ТУТАУЛ - ПРИЗЕЙСКАЯ	9,41	42,32
ТЫНДА_01 - ТЫНДА_110	0,82	-10,62
ТЫНДА_02 - ТЫНДА_110	3,41	32,33
УЛЬРУЧЬИ-Т - ОТП. ТАЛДАН-Т1	6,17	21,50
ХОРОГОЧИ - ЛОПЧА	8,36	37,37
2 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - ПС 220 кВ Невельская_10	14,01	80,6
1 сек. 2 СШ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС - ПС 220 кВ Невельская_5	14,01	80,6
ПС 220 кВ Невельская_4 - СКОВОРОДИНО 2СШ	14,9	66,59
ПС 220 кВ Невельская_7 - СКОВОРОДИНО 2СШ	14,9	66,59
ПС 220 кВ Невельская_6 - 1С ПС 220 кВ Тында	0,03	0,14

Продолжение Приложения Ж

Таблица Ж2 – Максимальные токи к.з. ПС 220 кВ Невельская

Точка КЗ	Расчетный уровень ТКЗ, в кА	
	3х-фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Невель- ская	7,6	7,1