

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 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Хабаровского края с центром питания подстанции Корфовская при установке дополнительного силового трансформатора

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

Е.Э. Питченко

Руководитель

профессор,

доктор техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по безопас-

ности и экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Питченко Егора Эдуардовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей Хабаровского края с центром питания подстанции Корфовская при установке дополнительного силового трансформатора

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 26.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры нагрузок подстанции рассматриваемого района, электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка типовых схем трехтрансформаторных подстанций, характеристика района реконструкции электрических сетей Хабаровского края, расчёт и анализ электрических нагрузок подстанций в районе подстанции Корфовская, разработка вариантов реконструкции электрической сети Хабаровского края выбранного эквивалента сети, выбор оптимального варианта реконструкции подстанции Корфовская, Расчет токов короткого замыкания на ПС Корфовская, реконструкция ПС Корфовской, разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС, конструктивное исполнение реконструируемых ЛЭП Корфовская – Хехцир, релейная защита и автоматика при реконструкции подстанции с тремя трансформаторами, расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети хабаровского края в районе размещения подстанции Корфовская, безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 7 чертежей, 15 рисунков, 20 таблиц

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., зав. кафедрой энергетики доктор техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 162 с., 13 рисунков, 44 таблицы, 3 приложений, 24 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТАРИФ

Цель выпускной квалификационной работы – реконструкция электрических сетей 35-110 кВ Хабаровского края в районе реконструкции подстанции Корфовская напряжением 110 кВ.

В данной выпускной квалификационной работе приведён анализ существующей схемы электрической сети Хабаровского края в районе реконструкции ПС Корфовская. Разработаны варианты реконструкции ПС Корфовская и электрической сети, выбран оптимальный вариант. Оптимизированна схемно-режимная ситуация выбранного эквивалента сети. Произведён выбор и проверка оборудования по самому нагруженному присоединению и секции шины. Произведён технико экономический расчёт капиталовложений и издержек. Приведены расчёт и анализ максимального, минимального и послеаварийного режима сети с учётом принятых новых сечений и линий, а также при установке третьего трансформатора на подстанции Корфовская. Расчёты произведены в программе RASTRWIN 3. Представлена типовая схема трёхтрансформаторной подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление	
Определения, обозначения, сокращения	8
Введение.....	9
1. Разработка типовых схем трехтрансформаторных подстанций	10
1.1. Постановка задачи к проектированию трёхтрансформаторной подстанции	
11	
1.2. Разработка типовой схемы трёхтрансформаторной подстанции.....	20
1.3. Разработка главной схемы трёхтрансформаторной подстанции	25
1.4. Разработка конструктивного исполнения трехтрансформаторной подстанции.....	31
2. Характеристика района реконструкции электрических сетей хабаровского края	37
2.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения подстанции корфовская	42
2.2. Характеристика электрических сетей и источников питания хабаровского края в районе размещения подстанции корфовская.....	52
2.3. Анализ существующих режимов выбранного участка сети.....	58
2.4. Целесообразность реконструкции электрических сетей	62
3. Расчёт и анализ электрических нагрузок подстанций в районе подстанции корфовская	66
4. Разработка вариантов реконструкции электрической сети хабаровского края выбранного эквивалента сети	73
4.1 разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции.....	79
4.2 выбор номинального напряжения на участках сети	83
4.3 компенсация реактивной мощности на подстанции	89
4.4 выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих в заданном участке сети	96
4.5 выбор однолинейной схемы пс корфовская.....	101
4.6 выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети	106

5. Выбор оптимального варианта реконструкции подстанции корфовская	
6. Расчет токов короткого замыкания на пс корфовская	107
7. Реконструкция пс корфовской	109
7.1. Выбор и проверка ошиновки ру вн подстанции корфовская	110
7.2. Выбор и проверка выключателей для ору подстанции корфовская	112
7.3. Выбор и проверка разъединителей для ру вн подстанции корфовская	114
7.4. Выбор и проверка трансформаторов тока	
7.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения для ору подстанции корфовская	116
7.6. Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	118
7.7. Выбор трансформаторов собственных нужд	120
7.8. Выбор и проверка кру для нн подстанции корфовской	121
8. Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой пс	122
8.1. Конструктивное исполнение заземления и его расчет	124
8.2. Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	126
8.3. Выбор и проверка опн для нн, сн и вн подстанции корфовская	
9. Конструктивное исполнение реконструируемых лэп корфовская – хехцир	129
10. Релейная защита и автоматика при реконструкции подстанции с тремя трансформаторами	131
10.1. Релейная защита одного из трёх силового трансформатора на реконструируемой пс	132
10.2. Защита от перегрузки силового трансформатора безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	134
10.3. Релейная защита одной из лэп	136
10.4. Автоматика	137
11. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети хабаровского края в районе размещения подстанции корфовская	139
11.1. Выбор эквивалента сети для расчета режимов	141
11.2. Подготовка исходных данных для расчета максимального и минимального режима	144

11.3. Расчет максимального режима и его анализ с новыми сечениями линий	146
11.4. Расчет минимального режима и его анализ с новыми сечениями линий	149
11.5. Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ в районе размещения подстанции корфовкая	151
12. Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	152
12.1 безопасность	156
12.2 экологичность	158
12.3 чрезвычайные ситуации	160
Заключение	164
Библиографический список	165

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ХТЭЦ – Хабаровская теплоэлектростанция;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокая сторона;

СН – высокая сторона;

НН – высокая сторона;

ГОСТ – государственный стандарт;

ПС – подстанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

РПН – регулировка под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности: транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков.

Главная задача – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. Правильное электроснабжение заключается в снижении стоимости электроэнергии до минимальной.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие участка электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края вблизи расположения подстанции Корфовая.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что выполнение работы шло в соответствии с заданием АО «ДРСК» и ПАО «РусГидро», в связи с необходимостью реконструкции объекта для надежного электроснабжения и подключения новых потребителей.

Для выполнения поставленной задачи определены и решены следующие задачи:

- Определить тип распределительного устройства исходя из климатических условий и территориальных особенностей района размещения объекта;
- Разработать и выбрать оптимального варианта реконструкции сети и подстанции Корфовая;
- Проверка и выбор новых сечений линии эквивалента сети и трансформаторов на указанной подстанции;
- Технико-экономический расчёт капиталовложений на сооружение новых линий и установку дополнительно трансформатора на подстанции.
- Расчёт режимов для проверки выбранных трансформаторов и линий

1. РАЗРАБОТКА ТИПОВЫХ СХЕМ ТРЕХТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1.1 Постановка задачи к проектированию трёхтрансформаторной подстанции

Согласно заданию от ПАО «РусГидро» и АО «ДРСК», необходимо типовую схему трёхтрансформаторных подстанций и показать варианты конструктивного исполнения. Разработанные конструктивные исполнение и типовые схемы должны отвечать всем требованиям надёжности для нормальной работы подстанции.

Современные тенденции энергетики сводятся к повышению надёжности электроснабжения, и зачастую, традиционные решения не всегда могут отвечать этим требованиям. Одним из нетрадиционных решений является установка третьего трансформатора в схему двухтрансформаторной подстанции [6].

Трёхтрансформаторные подстанции рекомендуется применять для питания электроприемников всех категорий по надёжности, в зависимости от состава потребителей и мощности трансформаторов. Кроме того, при росте электрических нагрузок зачастую выгоднее подключить дополнительный трансформатор, чем менять два установленных на трансформаторы большей мощности.

В связи с тем, что подключение третьего трансформатора является не типовым решением, целесообразно рассмотреть какие конструктивные исполнения подстанций будут предпочтительней для данного варианта.

Конструктивно распределительные устройства делят на открытые и закрытые.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) – это такие распределительные устройства, которые располагается на открытом воздухе [7]. Обычно в виде ОРУ выполняются распределительные устройства на напряжение от 27,5 кВ и выше, они не имеют ограничения по классу напряжения и количеству элек-

трических устройств. Все элементы размещаются на бетонных или металлических основаниях и не требуют сооружения помещений, что характеризуют низкую себестоимость такого исполнения и хорошую наблюдаемость всех аппаратов. Для напряжения 110 кВ и выше требуется заполнение гравием углублений маслоприёмников для устройств, в принципе работы которых используется масло (трансформаторы, выключатели и так далее), для обеспечения пожаробезопасности. Между трансформаторами и автотрансформаторами на 110 кВ и выше с единичной мощностью 63 МВА и более требуется сооружение разделительной перегородки.

При установке третьего трансформатора, затраты на сооружение не будут столь значительными, как при закрытом распределительном устройстве трехтрансформаторной подстанции, так как сама концепция ОРУ позволяет сделать расширение. Однако стоит отметить открытое распределительное устройство занимает гораздо больше пространства и не рекомендуется к использованию в городской среде. Так же, при расширении стоит обратить внимание на характер территории и категории природоохранной зоны.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) – распределительные устройства, оборудование которых располагается в закрытых помещениях. Такие распределительные устройства можно применять на напряжения до 220 кВ включительно, особенно, если распределительное устройство (РУ) располагается в местности с агрессивной средой (морской воздух, повышенной запыленности) или в чертах города [7]. Эксплуатация ЗРУ проще в сравнении с ОРУ, так как отсутствует влияние климатических условий на оборудование и изоляцию. Существует несколько вариантов исполнения ЗРУ в зависимости от требований к конструкции.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) или комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) представляют собой комплексы сооружений и оборудования, предназначенные для приема и распределения электрической энергии и состоящие из шкафов и соединительных элементов, с тем отличием что в качестве изоляции в КРУЭ используется элегаз. Данные РУ

обладают меньшими габаритами, большей надежностью и сохраняют все преимущества ЗРУ [7].

В мегаполисах применяются подземные ПС. В этом случае установка третьего трансформатора повысит надежность электроснабжения потребителей первой категории, например, противопожарных устройств (пожарных насосов, систем подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре), лифтов, аварийного освещения, огней светового ограждения. Возможно модульное исполнение ПС, например, с помощью ячеек PASS MO.

Еще одним вариантом исполнения ЗРУ являются двухэтажные блочные комплектные трансформаторные подстанции, предназначенные для электроснабжения городских, жилищно-коммунальных, общественных, инфраструктурных объектов, а также для электроснабжения коттеджных поселков и зон индивидуальной застройки.

1.2 Разработка типовой схемы трёхтрансформаторной подстанции

Аналогом для выбранной трёхтрансформаторной подстанции является одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (схема 12). Данная схема РУ рассчитана на класс напряжения 110 – 220 кВ, для 5 и более присоединений не допускающих даже кратковременную потерю напряжения на присоединения при плановом выводе выключателей из работы. В РУ с устройствами для плавки гололёда, а также при других случаях, согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [3]. На рисунке 1.1 представленная главная однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции.

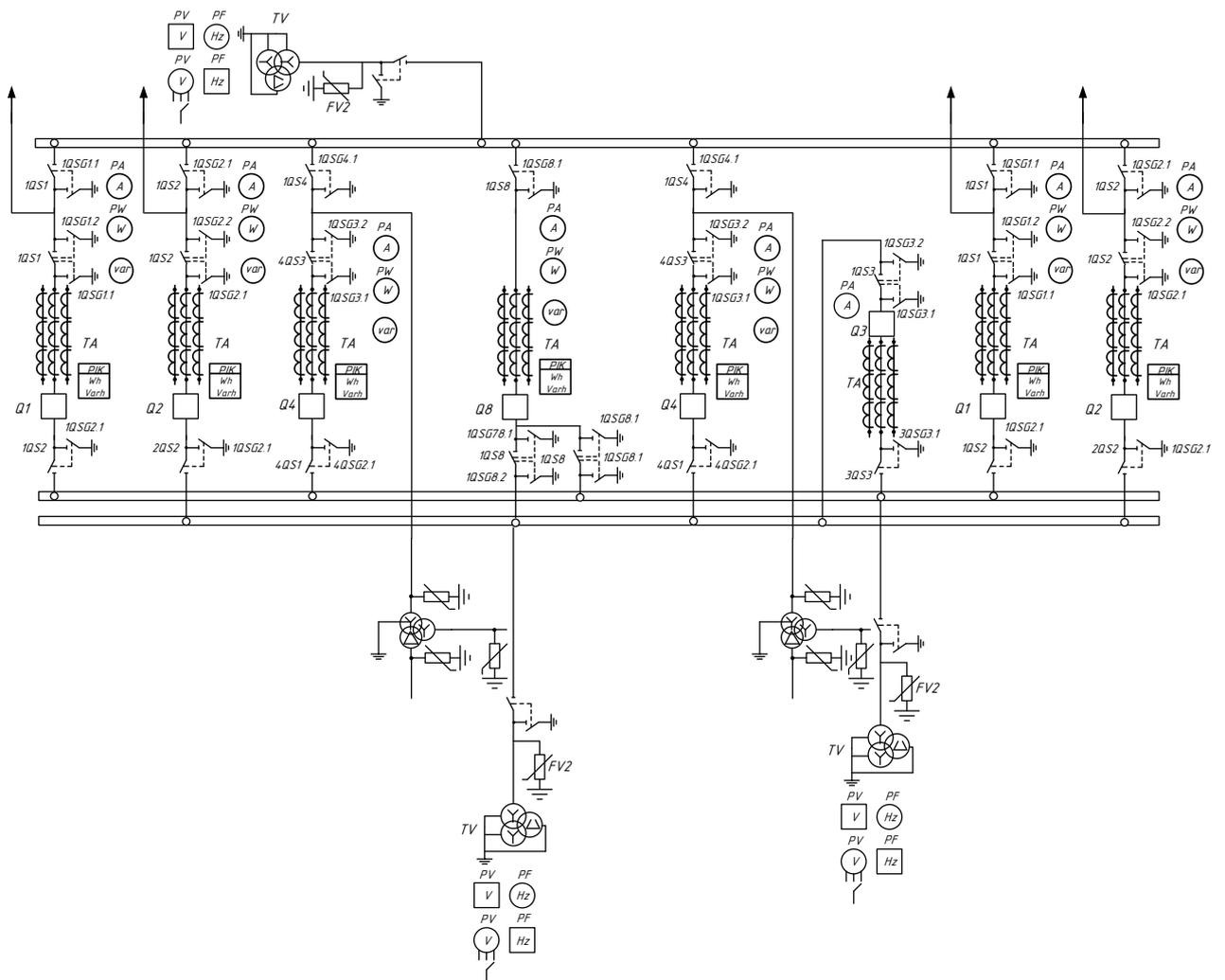


Рисунок 3.5 – Однолинейная принципиальная схема ВН двух трансформаторной подстанции Корфовская

1.3 Разработка главной схемы трёхтрансформаторной подстанции

Для обеспечения надежной работы при аварийном или плановом отключении третьего трансформатора без потери потребителей, необходимо разработать такую схему, которая была равномерно загружена и не требовала бы значительных затрат на реконструкцию РУ. Оптимальным решением является однолинейная схема представленная на рисунке 1.2.

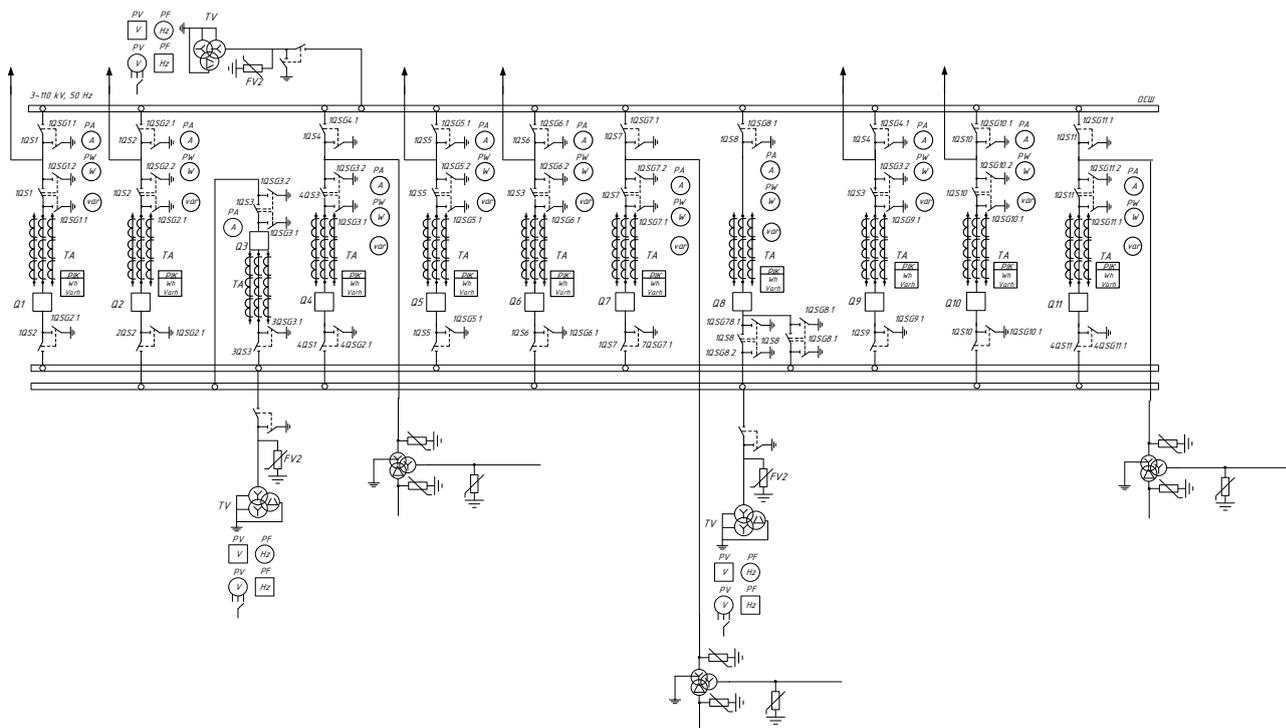


Рисунок 3.6 – Однолинейная принципиальная схема ВН трёхтрансформаторной подстанции Корфовская

Данная схема обеспечит необходимую надежность и возможность электроснабжения потребителей при отключении одного трансформатора. Схема РУ ВН предпочтительна для потребителей первой категории.

1.4 Разработка конструктивного исполнения трехтрансформаторной подстанции

Комплектное открытое распределительное устройство ОРУ 220 (110, 35) кВ. Изготовитель ЧЭАЗ (Чебоксарский электроаппаратный завод).

ОРУ выполняются из блоков со смонтированными аппаратами высокого напряжения и элементов ошиновки. В зависимости от реализуемой схемы подстанции, в состав ОРУ входят следующие блоки:

- Блок ОПН;
- Блок изоляторов БИ;
- Блок выключателя БВ;
- Блок разъединителя БР;
- Блок трансформаторов тока БТТ;

Блок трансформаторов напряжения БТН;

Блок приема ВЛ БП.

Конструкция блоков приема ВЛ обеспечивает порталный прием с применением гирлянд и натяжных устройств, а также беспортальный прием непосредственно на блок приема ВЛ.

Использование типовых блоков, входящих в состав ОРУ, позволяет компоновать любую из схем, указанных в СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [2].

Возможно расширение подстанции установкой дополнительных блоков согласно проектной документации.

Преимущества оборудования:

- Сокращение затрат времени на проведение монтажных работ;
- Отсутствие сварочных работ при монтаже;
- Возможность установки как на заливные опоры фундамента, так и на лежни;
- Использование комплектующего оборудования любого производителя;
- Возможность реализации разнообразных схемных решений комбинаций блоков и металлоконструкций;
- Использование типовых блоков и металлоконструкций сокращает затраты времени на проектирование.

Комплектные трансформаторные подстанции блочные 35-220 кВ. Изготовитель ЧЭАЗ (Чебоксарский электроаппаратный завод).

КТПБ состоит из открытых или закрытых распределительных устройств с элементами ошиновки, силовых трансформаторов, кабельных подвесных конструкций, общеподстанционного пункта управления (ОПУ), элементов гибкой ошиновки 10(6) кВ, ячеек трансформаторов собственных нужд (ТСН) и распределительных устройств 6(10), 35 кВ наружной установки. В районах севера

ячейки КРУ размещаются только в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ).

Кабельные конструкции в КТПБ предусмотрены двух типов: наземные из железобетонных элементов, для основных кабельных потоков и подвесные, с металлическими лотками, заводской поставки для одиночных кабелей и кабельных связей в пределах ОРУ.

Назначение и область применения:

Комплектные трансформаторные подстанции блочные (КТПБ) на напряжение 35, 110 и 220 кВ предназначены для приёма, преобразования, распределения и транзита электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Условия эксплуатации:

КТПБ предназначены для работы в следующих условиях окружающей среды:

- высота установки над уровнем моря - не более 1000 м;
- температура окружающего воздуха по ГОСТ 15150-69 - от минус 60°С до плюс 40°С;
- область применения по ветру и гололеду I - IV район по ветру и гололеду в соответствии с правилами устройства электроустановок
- механические факторы внешней среды - по группе условий эксплуатации М1 по ГОСТ 17516.1-90;
- тип атмосферы - II по ГОСТ 15150-69;
- сейсмостойкость - 9 баллов по шкале MSK-64;
- категория изоляции высоковольтных аппаратов-А (I), Б (II*) по ГОСТ 9920-89.

В приведённой ниже таблице 1.1 описывается оборудование и тип предлагаемого оборудования для разных типов исполнения РУ.

Таблица 1.1 – Оборудование и типы РУ

Тип изделия	Схемы главных цепей	Номинальное напряжение ВН/СН/НН, кВ	Номинальный ток сборных шин, А	Мощность трансформаторов, кВА
КТПБ 110 кВ	1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 6, 6Н, 7, 8, 9, 9Н, 9АН, 12, 12Н, 13, 13Н, 14	110/35/10(6)	1000, 2000	До 63000
КТПБ 35 кВ	1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9	35/ - /10(6)	1000/ 2000	До 16000
Разъединители				
КТПБ 35 кВ			КТПБ 110 кВ	
Серия РГП(Ф) АО «ЧЭАЗ» Серия РГ(П) ЗАО «ЗЭТО» Серия NRB 52 ООО «АББ» Серия GW4 Sieyuan			Серия РГП(Ф) АО «ЧЭАЗ» Серия РГ(П), РГН(П) ЗАО «ЗЭТО» Серия РПД-УЭТМ ООО «Эльмаш (УЭТМ)» Серия SDF ООО «АББ» Серия GW4 Sieyuan	
Выключатели элегазовые колонковые				
Серия ВГТ ООО «Эльмаш (УЭТМ)»			Серия ВГТ ООО «Эльмаш (УЭТМ)» Серия ВГТ ЗАО «ЗЭТО» Серия ВГП АО ВО «Электроаппарат» Серия LTB ООО «АББ»	
КРУЭ				
-			ЯГТ – 110 ООО «Эльмаш (УЭТМ)» КРУЭ – 110 ЗАО «ЗЭТО» ZF28A – 145 Sieyuan	

ТТ	
<p>ТРГ-УЭТМ-35 ООО «Эльмаш (УЭТМ)»</p> <p>ТГМ – 35 ОАО «РЭТЗ Энергия»</p> <p>GIF 40,5 RITZ Instrument Transformers GmbH</p> <p>LVQB – 35 Sieyuan</p>	<p>ТГФМ – 110 АО ВО «Электроаппарат»</p> <p>ТРГ – УЭТМ – 110 ООО «Эльмаш (УЭТМ)»</p> <p>ТОГФ – 110 ЗАО «ЗЭТО»</p> <p>ТГМ – 110 ОАО «РЭТЗ Энергия»</p> <p>TG 145 ООО «АББ»</p>
ТН	
<p>НАМИ – 35 ОАО 2 «РЭТЗ Энергия»</p> <p>VEF – 36 RITZ Instrument Transformers GmbH</p> <p>ЗНОЛ – 35 ОАО «СЗТТ»</p> <p>JDQXF – 35 Sieyuan</p>	<p>НАМИ – 110 ОАО 2 «РЭТЗ Энергия»</p> <p>ЗНГ – УЭТМ – 110 ООО «Эльмаш (УЭТМ)»</p> <p>ЗНГА – 220 АО ВО «Электроаппарат»</p> <p>СРВ – 123 ООО «АББ»</p> <p>JDQXF – 110 Sieyuan</p>

2. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

2.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения подстанции Корфовская

Хабаровский край находится на Дальнем Востоке России и является одним из наиболее крупных регионов страны.

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе. На севере граничит с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с севера-востока и востока [1].

Административный центр Хабаровского края – город Хабаровск, по состоянию на 2019 года 616 372 человек.

Территория Хабаровского края, на которой размещены объекты реконструкции, находится в зоне умеренно-континентального муссонного климата.

Что касается территориальных особенностей, то Хабаровский край имеет разнообразный ландшафт и природные ресурсы. В регионе есть горы, реки, озера и леса.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа.

Зима в крае — продолжительная, малоснежная, суровая. Средняя температура января от -22°C на юге и до -40°C на севере, на побережье от -18°C до -24°C . Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает -50°C . Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге $+20^{\circ}\text{C}$, на севере около $+15^{\circ}\text{C}$.

Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе [1].

Приведённые в таблице 1.1 данные климатические условия необходимы для расчёта и выбора оборудования, молниезащиты и тому подобное.

Таблица 1.1 – Климатические характеристики выбранного эквивалента района реконструкции электрических сетей

Климатические характеристики района	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-54
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Высшая температура воздуха, °С	40
Число грозных часов в год	88
Вес снежного покрова, кг/м ²	50
Температура гололедообразования, °С	-10
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозной деятельности, м	0,4
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43,62
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61
Среднегодовое количество выпадения осадков, мм	696
Среднегодовая влажность, %	69
Удельное электрическое сопротивление грунта $\rho_{гр}$, Ом·м	150

Подстанция Корфовская находится в зелёной лесопарковой зоне.

Лесопарковые зеленые пояса - зоны с ограниченным режимом природопользования и иной хозяйственной деятельности, включающие в себя территории, на которых расположены леса, водные объекты или их части, природные ландшафты, и территории зеленого фонда в границах городских населенных пунктов, которые прилегают к указанным лесам или составляют с ними единую естественную экологическую систему и выполняют средообразующие, природоохранные, экологические, санитарно-гигиенические и рекреационные функции.

Статья 62.4. Режим особой охраны природных объектов, расположенных в лесопарковых зеленых поясах (введена Федеральным законом от 03.07.2016 N 353-ФЗ) [4].

1. В целях особой охраны природных объектов, расположенных в лесопарковых зеленых поясах, устанавливается ограниченный режим природопользования и иной хозяйственной деятельности.

2. Ограниченный режим природопользования и иной хозяйственной деятельности в лесопарковых зеленых поясах осуществляется в соответствии с принципами:

1) приоритета осуществления видов деятельности и применения технологий, не приводящих к неблагоприятному изменению состояния природных объектов, расположенных в лесопарковых зеленых поясах;

2) сбалансированности решения социально-экономических задач и задач особой охраны природных объектов, расположенных в лесопарковых зеленых поясах.

3. На территориях, входящих в состав лесопарковых зеленых поясов, запрещаются согласно пункту 6: создание объектов капитального строительства (за исключением гидротехнических сооружений, линий связи, линий электропередачи, трубопроводов, автомобильных дорог, железнодорожных линий, других линейных объектов и являющихся неотъемлемой технологической частью указанных объектов зданий, строений, сооружений, а также за исключением объектов здравоохранения, образования, объектов для осуществления рекреационной деятельности, туризма, физкультурно-оздоровительной и спортивной деятельности);

Данные положения существующей статьи стоит учитывать при расширении подстанции и прокладка новых трасс линий.

Природо охранная зона представлена на рисунке 2.1 и 2.2.



Рисунок 2.1 – Расположение подстанции Корфовская

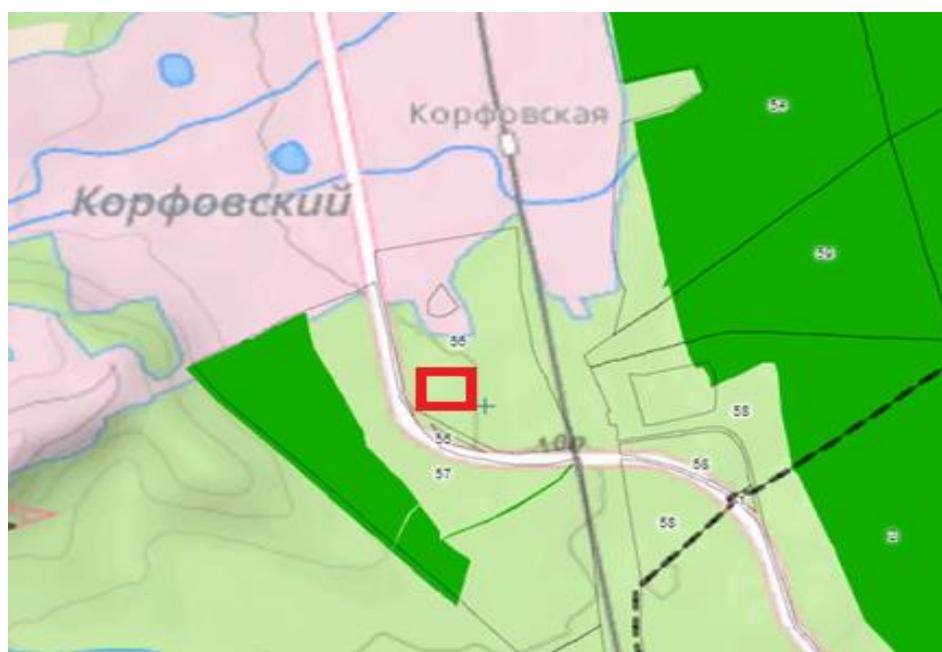


Рисунок 2.2 – Расположение подстанции Корфовская с указанием лесопарковой зоны

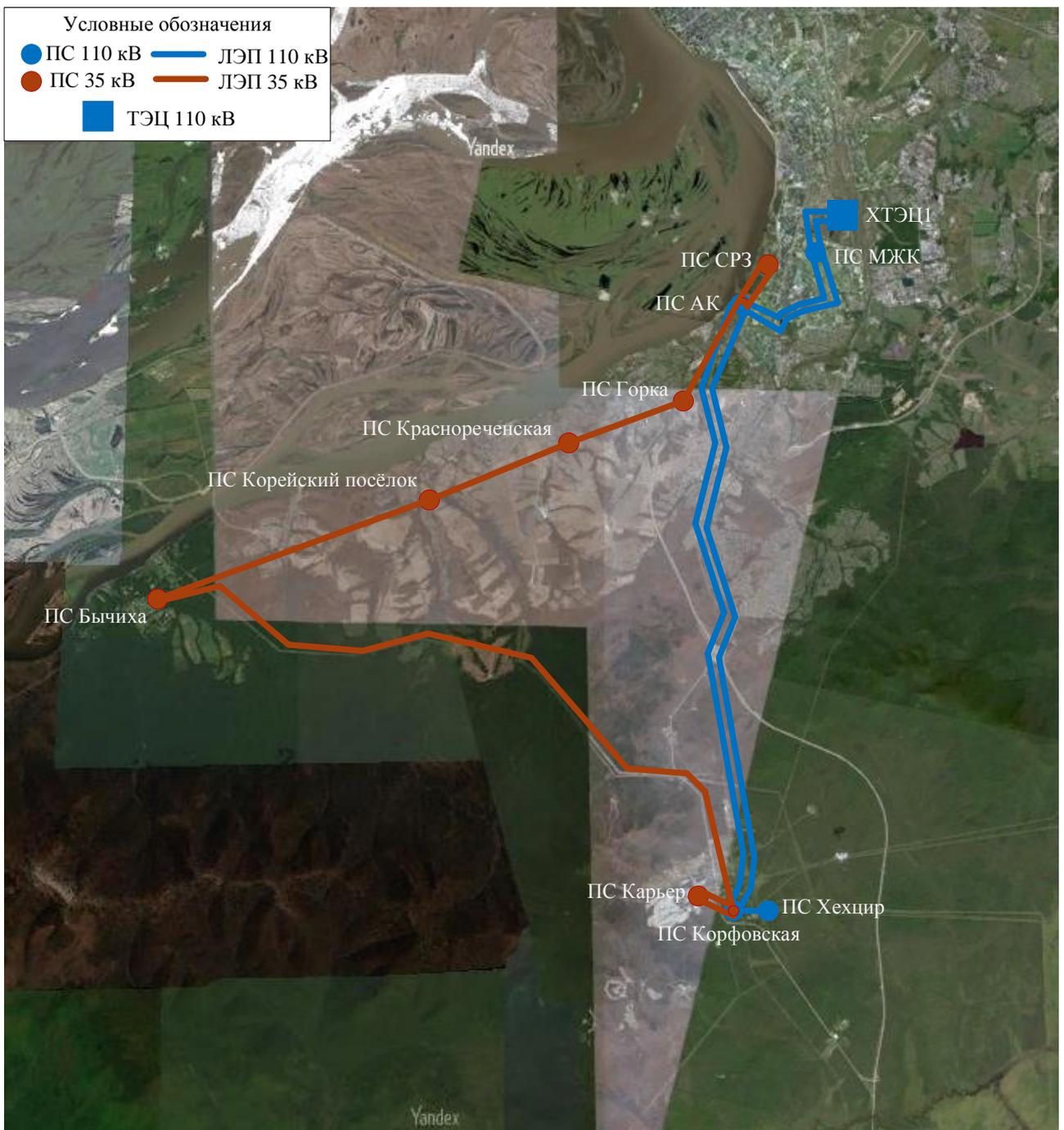


Рисунок 2.3 – Географическая карта - схема реконструируемой электрической сети

2.2. Характеристика электрических сетей и источников питания Хабаровского края в районе размещения подстанции Корфовская

На территории Хабаровского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6 - 10 кВ.

Энергосистема, функционирующая на территории Хабаровского края и Еврейской Автономной области, входит в состав Объединённой энергосистемы Востока

Питание ПС Корфовская осуществляется по линиям Хабаровская ТЭЦ-1 (Хабаровская ТЭЦ-4) – ПС Корфовская и ПС Хехцир – ПС Корфовская.

ВЛ Хабаровская ТЭЦ-1(Хабаровская ТЭЦ-4) – ПС Корфовская в двухцепном исполнении, выполнена проводом АС -120 общей протяженностью 54,106 км.

Подстанция Хехцир работает на таких классах напряжения, как 220/110/10 кВ с нагрузкой 188 МВА. Связь между ПС Корфовская – ПС Хехцир выполнена проводом АС 120/19 на расстоянии 0,9 км. Обслуживание подстанцией осуществляется ПАО РОССЕТИ. Географическое положение подстанций представлено на рисунке 2.3.

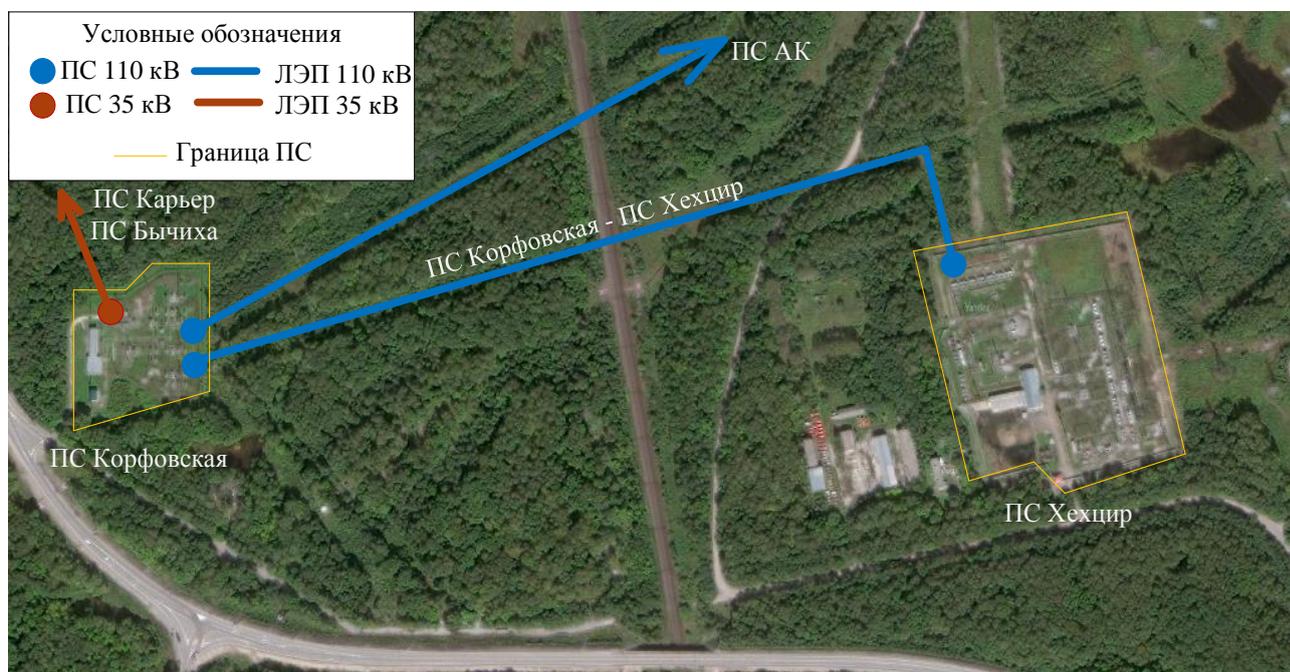


Рисунок 2.3 – Географическое расположение ПС Корфовская и ПС Хехцир

Распределительные электрические сети напряжением 35 – 110 кВ, расположенные на территории Хабаровского края, являются объектами АО «ДРСК»

и обслуживаются его филиалом «Хабаровские электрические сети», которые разделены на два сетевых предприятия (СП): - Центральные электрические сети (ЦЭС- г.Хабаровск) и Северные электрические сети (СЭС- г.Комсомольск-на-Амуре.

Энергосистема Хабаровского края по структуре установленной мощности однородна, так как в ней работают только ТЭС, поэтому ощущается недостаток маневренной мощности. Покрытие пиковой части графиков электрических нагрузок осуществляется реверсивным перетоком из энергосистем Амурской области и Приморского края.

В составе филиала Хабаровской генерации находятся 7 электростанций и ДЭС суммарной установленной мощностью 2289,6 МВт из которых 2 являются источниками питания г.Хабаровск:

Хабаровская ТЭЦ-1 – установленная мощность 435 МВт;

Хабаровская ТЭЦ-3 – установленная мощность 720 МВт.

Подключенные к ПС Корфовская через среднюю обмотку трансформаторов Т1 и Т2 подстанций:

Двухтрансформаторная ПС Карьер 35/6 кВ, ВЛ ПС Корфовская– ПС Карьер выполненной проводом АС – 120 протяжностью 1,6 км, является тупиковой подстанцией.

Двухтрансформаторная ПС Бычиха 35/10 кВ, ВЛ ПС Корфовская – ПС Бычиха выполненной проводом АС – 120 протяжностью 28,9 км, является проходной подстанцией.

Однотрансформаторная ПС Корейский посёлок 35/6 кВ, ВЛ ПС Бычиха – ПС Корейский посулок выполненной проводом АС – 120 протяжностью 9,6 км, является проходной подстанцией.

Двухтрансформаторная ПС Красно-реченская 35/6 кВ, ВЛ ПС Корейский посулок – ПС Красно-реченская выполненной проводом АС – 120 протяжностью 6,2 км, является проходной подстанцией.

Двухтрансформаторная ПС Горка 35/6 кВ, ВЛ ПС Красно-реченская – ПС Горка выполненной проводом АС – 120 протяженностью 5,1 км, является проходной подстанцией, получающей питание с ПС АК по линии протяженностью 5,9 км выполненной проводом АС-120.

Существующая схема является разомкнутой, обладает достаточной резервацией. Распространены магистральные и радиально-магистральные сети. Однако с ростом нагрузки и количества потребителей, пропускной способности сети может быть недостаточно для надежного и бесперебойного снабжения при текущем конструктивном исполнении электрических сетей и состоянии оборудования.

Далее в главах ниже будет произведена оценка пропускной способности сети и анализ способности проектируемой сети для обеспечения нагрузки необходимой энергией.

В целом, анализ схемы сети должен повысить ее эффективность и безопасность.

2.3. Анализ существующих режимов выбранного участка сети

Анализ существующей схемы сети необходим для выявления недостатков сети, устаревших элементов.

В качестве ИП принят ПС 220/110/10кВ Хехцир и источник генерации Хабаровская ТЭЦ-1 (Хабаровская ТЭЦ-4).

На территории энергосистемы Хабаровского края, функционирующей параллельно с ОЭС Востока, основной генерирующей компанией является филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация. Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация эксплуатирует следующие электрические станции: Хабаровская ТЭЦ-1, Хабаровская ТЭЦ-3, Комсомольская ТЭЦ-1, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-3, Амурская ТЭЦ-1, Майская ГРЭС.

Хабаровская ТЭЦ-1 — тепловая электростанция в городе Хабаровске. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу

РусГидро), филиал «Хабаровская генерация». Станция обеспечивает до 60% потребления тепловой энергии Хабаровска.

Хабаровская ТЭЦ-1 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 435 МВт, установленная тепловая мощность — 1200,2 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность — 900,2 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования с давлением 90 кгс/см² (турбоагрегаты № 1-6) и 130 кгс/см² (турбоагрегаты № 7-9). В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений, а также каменный и бурый уголь различных месторождений (в частности, Ургальского и Переясловского). Основное оборудование станции включает в себя:

Параметры генераторов представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Параметры турбогенераторов ХТЭЦ – 1

Параметры	Турбогенераторы						
	ТГ-1	ТГ-2	ТГ-3	ТГ-6	ТГ-7	ТГ-8	ТГ-9
1	2	3	4	5	6	7	8
Тип	ТВС-32-У3	ТВС-32-У3	ТВС-32-У3	ТВ-60-2	ТВФ-110-2У3	ТВФ-110-2У3	ТВФ-110-2У3
Номинальная полная мощность, МВА	40	40	40	75	137,5	137,5	137,5
Номинальная активная мощность, МВА	32	32	32	60	110	110	110
Номинальный коэффициент мощности	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Номинальная частота вращения, об/мин	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Активное сопротивление статора	0,00537	0,00528	0,00528	0,0013	0,0021	0,0021	0,0021

Источником питания для проектируемой сети является Хабаровская ТЭЦ-1. Схема РУ 110 кВПС- «Две рабочие секционированные системы шин с обходной», Схема РУ 110 кВПС- «Две рабочие секционированные системы шин с обходной». Четыре турбогенератора через повышающие трансформаторы выдают мощность на напряжение 110 кВ, три турбогенератора осуществляют выдачу мощности через ОРУ 35 кВ. ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ связаны между собой двумя трансформаторами связи мощностью по 63 МВА каждый.

В 3 квартале 2024 года планируется реконструкция Хабаровской ТЭЦ-1 с последующим демонтажом старых генерирующих установок на газотурбинные установки мощностью 82,4 МВт.

Далее в таблицах 1.3 и 1.4 будут представлены мощность Хабаровской ТЭЦ-1 и реконструируемой на её базе Хабаровской ТЭЦ-4.

Таблица 1.3. - Существующий вариант выдачи мощности электростанции

Электростанция	Стационарный номер ТГ	Тип турбины	Вид топлива	Мощность, МВт
ХТЭЦ1	ТГ №1	ПР – 25/30 - 90	Газ	25
	ТГ №2	ПР – 25/30 - 90	Газ	30
	ТГ №3	ПР – 25/30 - 90	Газ	25
	ТГ №6	ПТ – 50 - 90	Газ	50
	ТГ №7	Т – 100/120 - 130	Уголь	100
	ТГ №8	Т – 100/120 - 130	Уголь	100
	ТГ №9	Т – 100/120 - 130	Уголь	105
Итого				435

Вариант предусматривает сохранение старого ЗРУ-110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 и замену морально и физически устаревшего генерирующего оборудования.

Первый этап (III квартал 2024 года)

Вывод из эксплуатации ТГ-6, ТГ-7 Хабаровской ТЭЦ-1. Блочные трансформаторы ТБ-6, ТБ-7 ХТЭЦ-1 могут использоваться для электроснабжения собственных нужд ХТЭЦ-1, что определяется на дальнейших этапах проектирования.

Подключение новых блоков ГТУ №1, ГТУ №2 (номинальная мощность каждой газотурбинной установки 82,4 МВт) к существующему ЗРУ-110 кВ.

Установка новых повышающих блочных трансформаторов мощностью 125 МВА каждый. Подключение резервного трансформатора СН (16 МВА) Хабаровской ТЭЦ-4.

Установка новых трансформаторов связи мощностью 63 МВА предполагается на этапах 2024-2025 года. Проектная выдача мощности представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Проектная выдача мощности электростанции

Электростанция	Тип турбины	Вид топлива	Мощность, МВт
ХТЭЦ4	ГТУ - 1	Газ	80,2
	ГТУ - 2	Газ	80,2
	ГТУ - 2	Газ	80,2
	ГТУ - 2	Газ	80,2
Итого:			320,8

Тип распределительного устройства подстанций на проектируемом участке сети представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Типы распределительного устройства ПС

Наименование ПС	Тип распределительного устройства
Бычиха	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)
Горка	
Карьер	
СРЗ	
АК	
Краснореченская	
МЖК	
Корейский посёлок	Блок (линия-трансформатор) с выключателем (3Н)

Реконструкция существующего ЗРУ-110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой разъединителей 110 кВ (53 шт.), трансформаторов тока 110 кВ (6 шт.), трансформатора напряжения ОСШ 110 кВ, выключателя 110 кВ в ячейке 14. Производится наладка оборудования, испытания и ввод в эксплуатацию.

Второй этап (III квартал 2025 года)

Вывод из эксплуатации ТГ-8 (100 МВт) и ТГ-9 (105 МВт) и повышающих блочных трансформаторов ТБ-8 и ТБ-9 Хабаровской ТЭЦ-1. Подключение новых блоков ГТУ №3, ГТУ №4 (номинальная мощность каждой газотурбинной

установки 82,4 МВт). Установка новых повышающих блочных трансформаторов мощностью 125 МВА каждый.

Подключение новых блоков ГТУ №1, ГТУ №2 (номинальная мощность каждой газотурбинной установки 82,4 МВт) к существующему ЗРУ-110 кВ. Установка новых повышающих блочных трансформаторов мощностью 125 МВА каждый. Подключение резервного трансформатора СН (16 МВА) Хабаровской ТЭЦ-4.

Реконструкция существующего ЗРУ-110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой разъединителей 110 кВ (53 шт.), трансформаторов тока 110 кВ (6 шт.), трансформатора напряжения ОСШ 110 кВ, выключателя 110 кВ в ячейке 14. Производится наладка оборудования, испытания и ввод в эксплуатацию.

Второй этап (III квартал 2025 года)

Вывод из эксплуатации ТГ-8 (100 МВт) и ТГ-9 (105 МВт) и повышающих блочных трансформаторов ТБ-8 и ТБ-9 Хабаровской ТЭЦ-1. Подключение новых блоков ГТУ №3, ГТУ №4 (номинальная мощность каждой газотурбинной установки 82,4 МВт). Установка новых повышающих блочных трансформаторов мощностью 125 МВА каждый.

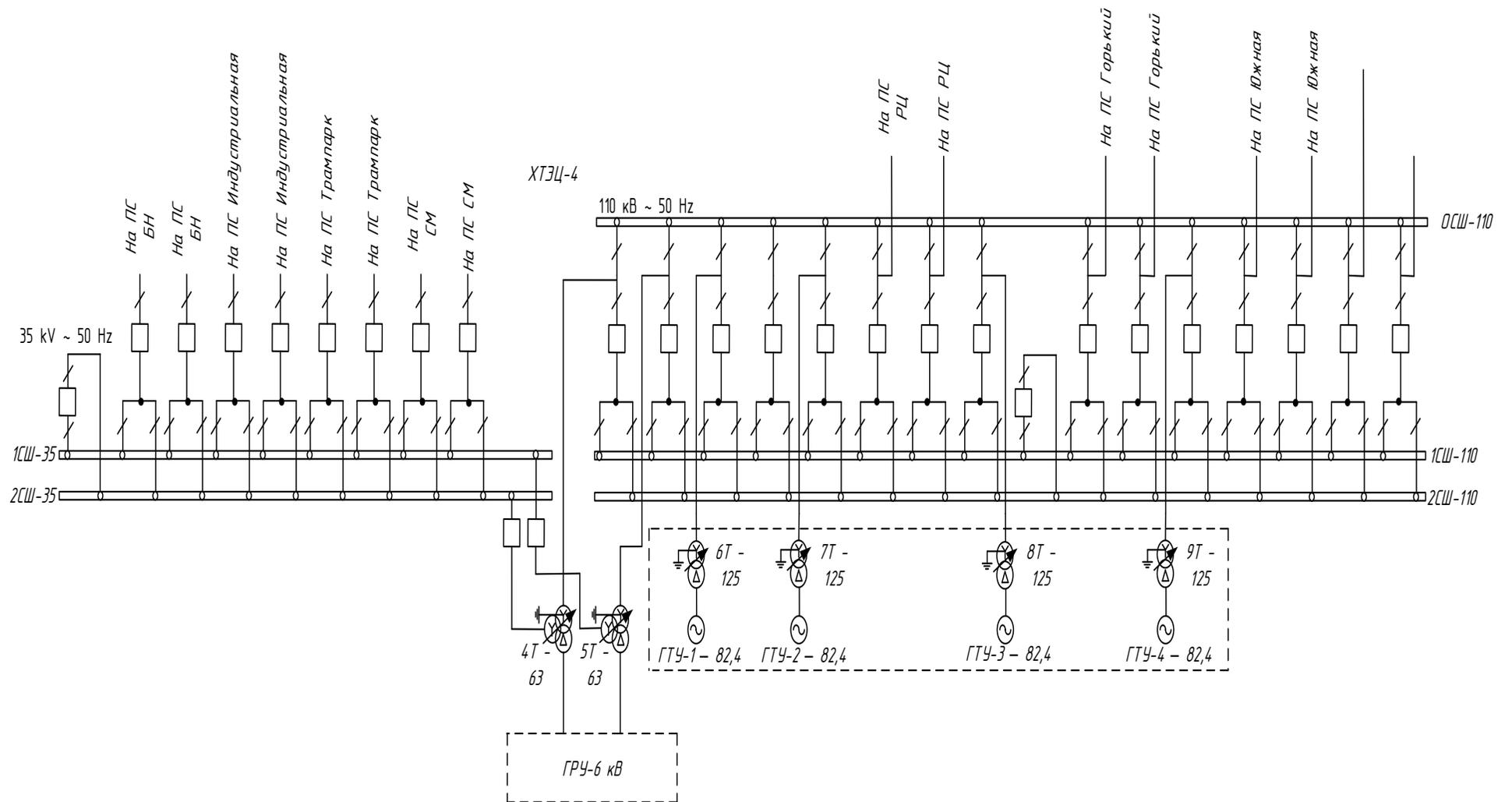


Рисунок 1.2 – Проектная схема Хабаровской ТЭЦ-4

2.4. Целесообразность реконструкции электрических сетей

Реконструкция электрических сетей является актуальной задачей для многих стран, особенно в условиях растущих потребностей в электроэнергии и возрастающей конкуренции на мировом рынке. Будут рассмотрены обоснования целесообразности реконструкции электрических сетей с точки зрения экономической эффективности.

Экономическая эффективность. Реконструкция электрических сетей может привести к существенному снижению затрат на эксплуатацию и обслуживание оборудования, а также к увеличению производительности и надежности сетей. Это может быть достигнуто за счет внедрения новых технологий и оборудования, оптимизации маршрутизации потоков электроэнергии, улучшения системы управления и мониторинга.

Таким образом, реконструкция электрических сетей является необходимым шагом для развития экономики, улучшения экологической ситуации и повышения качества жизни населения в регионе. Однако, для того чтобы реконструкция была эффективной, необходимо учитывать все аспекты и проводить анализ затрат и выгод на всех этапах проекта.

На данный момент, по состоянию на 2023 год, подстанция Корфовская загружена на 22,866 МВт, что превышает допустимую загрузку трансформаторов в нормальном режиме, исходя из анализа данных контрольных замеров. Подключение перспективной нагрузки в 3,923 МВт, становится проблематичным при существующем варианте конструктивного исполнения подстанции, так как на подстанции отсутствует резерв свободной мощности. Нехватка резерва свободной мощности составляет 15,189 МВт. При отключении одного трансформатора, с учётом перспективной загрузки составит 288,7%.

Также существует ряд других загруженных подстанций, указанных в данном эквиваленте сети. Подстанция Бычиха, при подключении перспективной нагрузки, при отключении одного трансформатора будет загружена на 179% и с отсутствием резерва в 2,76 МВт, подстанция Горка при схеме с отключением одного трансформатора будет перегружена на 279,9% и с нехваткой резервной

мощности в 9,82 МВт, подстанция Корейский посёлок с установленным на ней одним трансформатором, характера аналогичная проблема в виде недостатка резерва мощности в 1,935 МВт, подстанция АК при отключении одного трансформатора и подключении перспективной нагрузки будет загружена на 166,1% с недостатком резервной мощности 9,534 МВт.

Таким образом можно утверждать, что все трансформаторы в выбранном эквиваленте сети перегружены и не могут обеспечить подключение новых потребителей, стоит рассмотреть вопрос о реконструкции сети.

Далее в рассматриваемой выпускной квалификационной работе будут рассмотрены и представлены варианты с модернизацией существующего варианта подстанции Корфовская и электрических сетей для повышения пропускной способности линий, в качестве первого этапа реконструкции выбранного эквивалента сети. Вторым этапом подразумевается реконструкция остальных подстанций, в связи с большими капиталовложениями и резким снижением надежности сети, в данной выпускной квалификационной работе рассматриваться не будет.

Таким образом анализ показал, что при реконструкции подстанции Корфовская нужно выполнить следующие действия: проверить или заменить силовой трансформатор, выбрать заново оборудование РУ ВН, СН и НН.

3. РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИЙ В РАЙОНЕ ПОДСТАНЦИИ КОРФОВСКАЯ

Расчет и анализ электрических нагрузок являются важными задачами при проектировании и эксплуатации электрических систем. Они позволяют определить возможные перегрузки и перетоки.

В целом, расчет и анализ электрических нагрузок необходимы для обеспечения безопасной и эффективной работы электрических систем и позволяют оптимизировать их работу. Данный анализ необходим для определения проблемных мест работы сети, то есть трансформаторов и линий, работающих с предельно допустимыми значениями по загрузке и тем самым снижающих надежность и устойчивость электроснабжения, а также вызывающих ограничение технологического присоединения новых потребителей к электрической сети.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. максимальные мощности, определяющиеся по результатам контрольных замеров, в часы максимума;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени.

Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления.

Электрические нагрузки во время контрольных замеров – два раза в год.

Данные необходимые для нахождения вероятностных статических характеристик были получены при прохождении летней преддипломной практики.

Средняя активная мощность определяется как:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^m P_j \cdot t_j \quad (1)$$

где T_H - период наблюдения за электрической нагрузкой;

P_i - i -тая ордината графика нагрузки продолжительностью t_j .

Эффективная активная мощность определяется как:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^m P_j^2 \cdot t_j} \quad (2)$$

Коэффициент максимума:

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}} \quad (3)$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{эф}}{P_{CP}} \quad (4)$$

Итог расчёта по формулам 1 – 4 представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1–Вероятностные статические характеристики

Наименование ПС	Время года	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Карьер	Зима	2,376	1,98	2,29	0,95	0,79	0,91
	Лето	1,98	1,65	1,9	0,79	0,66	0,76
Бычиха	Зимо	6,06	5,05	5,85	2,42	2,023	2,34
	Лето	5,05	4,21	4,87	2,02	1,68	1,95
Корейский посёлок	Зима	4,5	3,75	4,33	1,8	1,5	1,73
	Лето	3,75	3,12	3,61	1,5	1,25	1,44
Красно-реченская	Зима	5,45	4,54	5,26	2,18	1,81	2,1
	Лето	4,54	3,78	4,38	1,81	1,51	1,75

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Горка	Зима	12,23	10,19	11,79	4,89	4,07	4,71
	Лето	10,19	8,49	9,82	4,07	3,39	3,93
СРЗ	Зима	6,31	5,25	6,08	2,52	2,1	2,43
	Лето	5,258	4,381	5,06	2,103	1,75	2,02
АК	Зима	31,48	26,2	30,35	12,59	10,49	12,14
	Лето	26,23	21,86	25,29	10,49	8,74	10,11
МЖК	Зима	10,22	8,52	9,86	4,09	3,4	3,94
	Лето	8,52	7,1	8,21	3,408	2,84	3,28
Корфовская	Зима	22,86	19,05	22,04	9,14	7,622	8,81
	Лето	19,05	15,87	18,37	7,62	6,35	7,34

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов, согласно методическим рекомендациям по развитию энергосистемы СО 153-34.20.118. – 2003 [5]:

$$P_i^{\text{прогн}} = P_i^{\text{баз}} (1 + \varepsilon)^N \quad (5)$$

где $P_i^{\text{баз}}$ - базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε - среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выолнения прогноза, определяем на 5 лет.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки согласно СиПР Хабаровского края составляет 6,65% [3].

Рассмотрим прогноз нагрузки на Примере ПС Карьер на 2022-2027.

$$P_{\text{ср}}^{\text{прогн}} = 1,98 \cdot (1 + 0,0665)^5 = 2,73 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{прогн}} = 0,792 \cdot (1 + 0,0665)^5 = 1,092 \text{ Мвар};$$

$$P_{\text{эф}}^{\text{прогн}} = 2,291 \cdot (1 + 0,0665)^5 = 3,159 \text{ МВт};$$

$$Q_{эф}^{прогн} = 0,916 \cdot (1+0,0665)^5 = 1,264 \text{ Мвар};$$

$$P_{max}^{прогн} = 2,376 \cdot (1+0,0665)^5 = 3,277 \text{ МВт};$$

$$Q_{max}^{прогн} = 0,95 \cdot (1+0,0665)^5 = 1,311 \text{ Мвар}.$$

Итог расчёта прогнозируемых вероятностных характеристик представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2–Прогнозируемые вероятностные статические характеристики

Наименование ПС	Период	Pmax, МВт	Pcp, МВт	Pэф, МВт	Qmax, Мвар	Qcp, Мвар	Qэф, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Карьер	Зима	3,27	2,73	3,15	1,31	1,09	1,26
	Лето	2,73	2,27	2,63	1,09	0,91	1,05
Бычиха	Зима	8,36	6,97	8,06	3,34	2,78	3,22
	Лето	6,97	5,81	6,72	2,78	2,32	2,68
Корейский посёлок	Зима	6,20	5,17	5,98	2,48	2,06	2,39
	Лето	5,17	4,3	4,98	2,06	1,72	1,99
Красно-реченская	Зима	7,52	6,27	7,25	3,01	2,5	2,9
	Лето	6,27	5,22	6,04	2,5	2,09	2,41
Горка	Зима	16,8	14,05	16,26	6,74	5,62	6,5
	Лето	14	11,71	13,55	5,62	4,68	5,42
СРЗ	Зима	8,7	7,25	8,39	3,48	2,9	3,35
	Лето	7,25	6,04	6,99	2,9	2,41	2,79
АК	Зима	43,4	36,2	41,88	17,37	14,48	16,75
	Лето	36,2	30,16	34,9	14,48	12,06	13,96
МЖК	Зима	14,1	11,75	13,6	5,644	4,7	5,44
	Лето	11,7	9,79	11,33	4,70	3,91	4,53
Корфовская	Зима	31,5	26,29	30,41	12,61	10,51	12,16
	Лето	26,2	21,9	25,34	10,51	8,76	10,13

Данные о максимальной нагрузке трансформаторов представлены в таблице 2.3 и коэффициенты загрузки 2.4.

Таблица 2.3 - Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок.

Наименование подстанции	Номинальная полная мощность	Загрузка, (МВА)	Загрузка (%)	Загрузка при отключении одного (%)
1	2	3	4	5
Карьер	T1 – 4 МВА	2,56	32	64
	T2 – 4 МВА			
Бычиха	T1 – 4 МВА	6,54	81,75	163,5
	T2 – 4 МВА			
Корейский посёлок	T1 – 6,3 МВА	4,7	74,6	0
Красно-реченская	T1 – 6,3 МВА	5,88	46,7	93,33
	T2 – 6,3 МВА			
Горка	T1 – 4 МВА	13,18	80,86	209,2
	T1 – 4 МВА			
СРЗ	T1 - 10 МВА	6,8	42,5	68
	T2 - 6,3 МВА			
АК	T1 - 25 МВА	33,93	67,86	135,84
	T2 - 25 МВА			
МЖК	T1 – 16 МВА	11,02	34,44	68,88
	T1 – 16 МВА			

Таблица 2.4 – Загрузка подстанций

Наименование подстанции	K_z факт.	K_z перспект	K_z п/ав
Карьер	0,32	0,32	0,64
Бычиха	0,82	1,08	1,64
Корейский посёлок	0,75	1,24	1,5
Красно-реченская	0,47	1,19	0,94
Горка	0,81	1,26	1,62
СРЗ	0,425	0,58	0,68
АК	0,678	0,81	1,36
МЖК	0,344	0,41	0,69

4. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ ВЫБРАННОГО ЭКВИВАЛЕНТА СЕТИ

4.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети является важной задачей при реконструкции электрической сети. Это позволяет оптимизировать использование ресурсов и улучшить качество электроэнергии, обеспечивая надежность и безопасность работы сети.

Для разработки вариантов конфигурации сети необходимо провести анализ существующей сети, определить ее характеристики, нагрузки и возможности расширения. На основе этого анализа можно определить оптимальные конфигурации сети, которые будут соответствовать требованиям по надежности, эффективности и безопасности.

Варианты конфигурации сети могут включать в себя изменение числа линий электропередач, замену трансформаторов, изменение схемы соединений и т.д. Для выбора оптимального варианта необходимо учитывать множество факторов, таких как стоимость, технические характеристики оборудования, доступность ресурсов и т.п. Как ранее говорилось первым этапом реконструкции электрической системы, является реконструкция подстанции Корфовская и новых проектируемых линий, следовательно замена трансформаторов будет касаться только ранее указанной подстанции.

Исходная схема существующей сети показана на рисунке 2.3.

Схема подстанции Корфовская до реконструкции имеет вид - 110: одна рабочая секционированная разъединителем и обходная системы шин, 35: одна рабочая секционированная выключателем система шин.

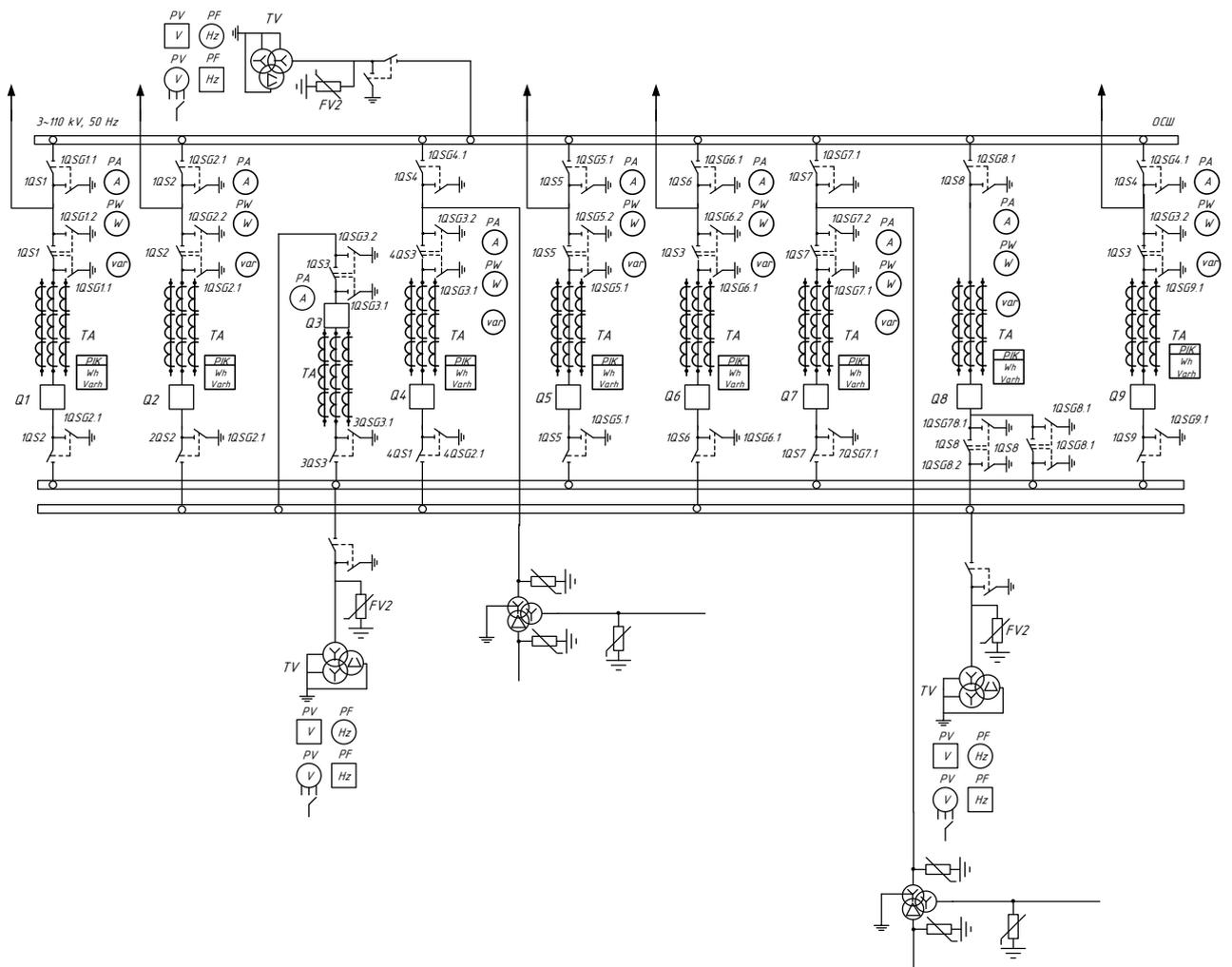


Рисунок 3.2- Однолинейная принципиальная схема РУ ВН ПС Корфовская

При реконструкции подстанции Корфовская необходимо учитывать существующую схему для достижения надежной и гибкой работы при меньшем включении дополнительных элементов в РУ.

Далее будут представлены 4 варианта реконструкции электрической сети



Рисунок 3.3 – Вариант № 1

Для схемы варианта №1 необходимо добавить дополнительную линию ПС Корфовская – ПС Хехцир длиной 0,9 км, следовательно необходима установка дополнительного выключатель на обеих подстанциях.



Рисунок 3.4 – Вариант № 2

Для схемы варианта №2 добавляются дополнительные линии для каждого участка сети, тип РУ подстанций Корейский посёлок, Краснореченская меняется на одну рабочую секционированную выключателем систему шин (9).

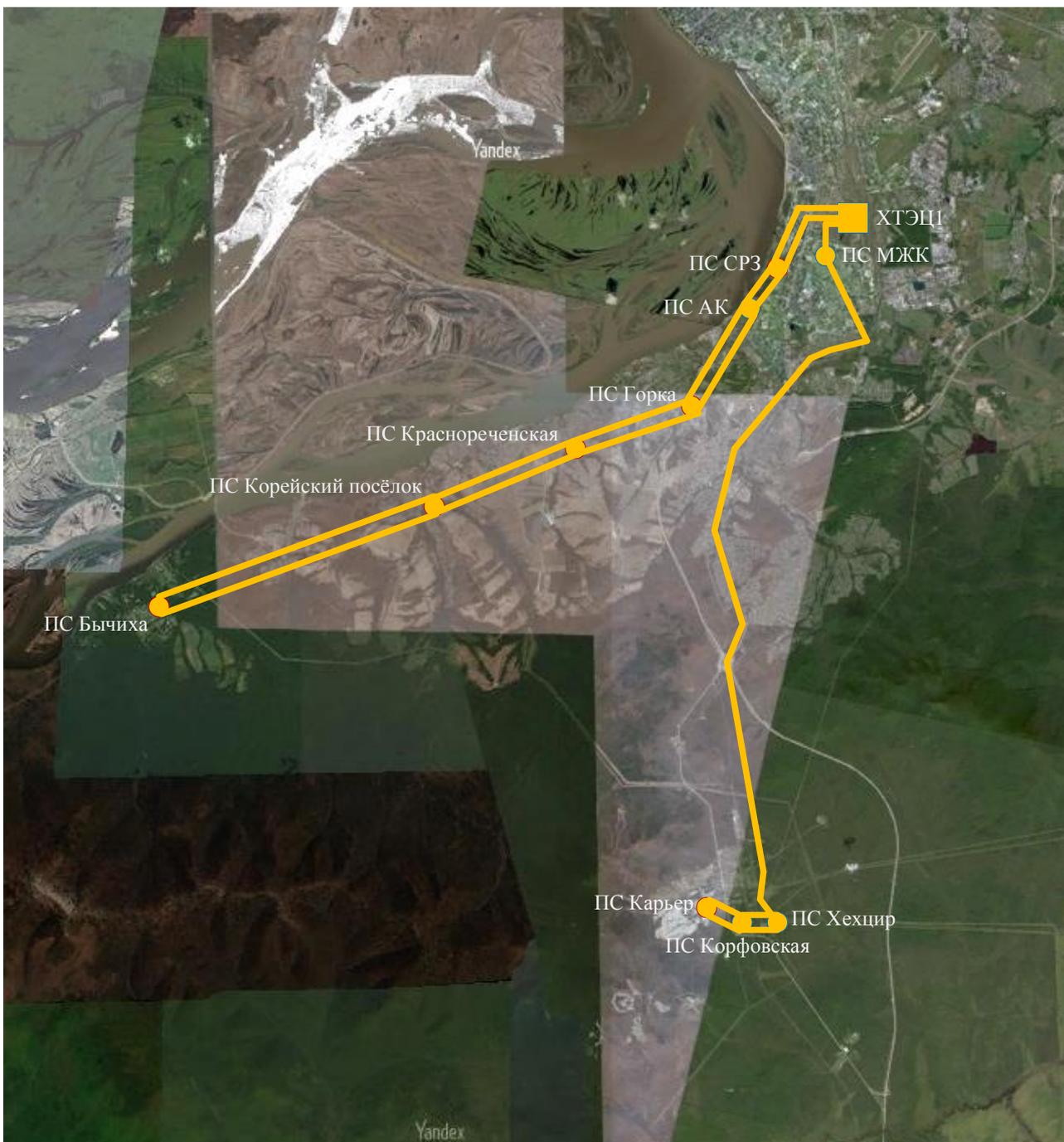


Рисунок 3.5 – Вариант № 3

Для схемы варианта №3 сохранены требования надёжности, добавляются дополнительные линии для каждого участка сети, тип РУ подстанций Корейский посёлок, Краснореченская меняется на одну рабочую секционированную выключателем систему шин (9). Линия ПС МЖК – ПС Хехцир выполняется одноцепной.



Рисунок 3.6 – Вариант № 4

Для схемы варианта №4 сохранены требования надёжности, сохранены требования надёжности, добавляются дополнительные линии для каждого участка сети, тип РУ подстанций Корейский посёлок, Краснореченская меняется на одну рабочую секционированную выключателем систему шин (9). Линия ПС МЖК – ПС Корфовская выполняется одноцепной.

По каждому варианту приведены суммарные длины линий и суммарное количество выключателей.

В таблице 3.5 будет представлены суммарные длины линий и выключателей для каждого варианта для технического анализа.

Таблица 3.5 – Суммарная длина линий и суммарное количество выключателей

Номер варианта	Суммарная длина линий, км	Суммарное число выключателей
1	70,5	38
2	105,2	47
3	74,6	51
4	79	51

Исходя из из технического анализа, для дальнейших расчётов принимаем первый вариант реконструкции сети, так как в нём получилось наименьшее количество суммарное количество выключателей

4.2 Выбор номинального напряжения на участках сети

Номинальное напряжение сети оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели электрической сети. При повышении номинального напряжения в сети наблюдается снижение потерь мощности, эксплуатационных издержек и сечения проводов, но растут капитальные вложения на сооружение линий и распределительных устройств подстанций.

Основными факторами, от которых зависит номинальное напряжение, являются активная мощность, протекающая по линии и длина линии. В данном проекте для выбора номинального напряжения рекомендуется формула Илларионова:191

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (6)$$

где l – суммарная длина линии, км;

P – предельно передаваемая мощность, МВт.

Для того, чтобы определить номинальное напряжение необходимо определить распределение потоков активной мощности в проектируемой сети. Перетоки активной мощности на головных участках считаются по правилу моментов:

$$P_{ij} = \frac{P_j \cdot (l_{jk} + l_{kg} + \dots + l_{mi}) + P_k \cdot (l_{kg} + \dots + l_{mi}) + \dots + P_m \cdot l_{mi}}{l_{ij} + l_{jk} + l_{kg} + \dots + l_{mi}}. \quad (7)$$

Длина, марка провода и их параметры для каждого участка в выбранном участке схеме, приведен в таблице 3.1 и таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Характеристики существующих участков сети

Наименование линии	Марка провода	Длина линии, км	Допустимый ток, А (+25/-5°C)
1	2	3	4
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	АС – 120/19	1,2	375
ПС МЖК ПС АК	АС – 120/19	5,66	375
ПС АК – ПС Корфовская	АС – 120/19	26,866	375
ПС АК – ПС СРЗ	АС – 120/19	1,58	375
ПС АК – ПС Горка	АС – 120/19	5,9	375
ПС ГОРКА – ПС Красно-реченская	АС – 120/19	5,1	375
ПС Краснореченская ПС Корейский посёлок	АС – 120/19	6,2	375
ПС Корейский посёлок – ПС Бычиха	АС – 120/19	9,6	375
ВЛ 35 кВ ПС Бычиха - ПС Корфовская	АС – 120/19	28,9	375
ВЛ 35 кВ ПС Корфовская – ПС Карьер	АС – 120/19	28,9	375
ВЛ 110 кВ ПС Корфовская – ПС Хехцир	АС – 120/19	0,9	375

Для выполнения расчётов установившихся режимов и токов КЗ составим схемы замещения и определим их параметры. Погонные параметры линии представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Погонные параметры линии

Марка провода	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	B ₀ , СМ·10 ⁻⁴ /км
АС – 120/19	0,249	0,427	2,66

$$R_{л} = r_0 \cdot l_{л} , \quad (8)$$

где r_0 – удельно активное погонное сопротивление линии;

$l_{л}$ – длина линии.

$$X_{л} = x_0 \cdot l_{л} , \quad (9)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии.

$$b_{л} = b_0 \cdot l_{л} . \quad (10)$$

Таблица 3.3 – Параметры линии

Наименование линии	$R_{л}$	$X_{л}$	$B_{л}$
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,29	0,51	3,19
ПС МЖК ПС АК	1,4	2,41	15,05
ПС АК – ПС Корфовская	6,68	11,47	71,46
ПС АК – ПС СРЗ	0,39	0,67	4,2
ПС АК – ПС Горка	1,46	2,51	15,69
ПС ГОРКА – ПС Краснореченская	1,26	2,17	13,56
ПС Краснореченская ПС Корейский посёлок	1,54	2,64	16,49
ПС Корейский посёлок – ПС Бычиха	2,39	4,09	25,53
ВЛ 35 кВ ПС Бычиха - ПС Корфовская	7,19	12,34	76,87
ВЛ 35 кВ ПС Корфовская – ПС Карьер	7,19	12,34	76,87
ВЛ 110 кВ ПС Корфовская – ПС Хехцир	0,22	0,38	2,39

Расчёт потоков мощности будет произведен в программном вычислительном комплексе RASTRWIN3. Результат расчёта приведён в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт параметров на участках сети в нормальном режиме

Участок	Длина участка, км	Переток мощности, МВт	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение
1	2	3	4	5

ХТЭЦ1 - ПС МЖК	1,2	51,2	110	109,8
ПС МЖК - ПС АК	5,66	46	110	109,3
ПС АК – ПС Корфовская	26,86	20	110	109,9
ПС АК – ПС СРЗ	1,58	3,2	35	32,1
ПС АК – ПС Горка	5,9	21,8	35	30,4
ПС Горка – ПС Красно- реченская	5,1	8,7	35	29,8
ПС Краснореченская ПС Корейский посёлок	6,2	3,1	35	29,5
ПС Корейский Полелок – ПС Бычиха	9,6	1,4	35	29,7
ПС Бычиха - ПС Кор- фовская	28,9	8,1	35	33,1
ПС Корфовская – ПС Карьер	28,9	2,4	35	32,1
ПС Корфовская – ПС Хехцир	0,9	20,2	110	110

В результате расчёта, принимаем решение оставить напряжение существующей сети без изменения.

4.3 Компенсация реактивной мощности на подстанции

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности – важное и необходимое условие экономического и надежного функционирования системы электроснабжения.

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, в соответствии с приказом № 380, которую требуется передать через силовые трансформаторы [8]:

$$Q_{пред(i)} = P_{max(i)} \cdot tg\varphi_{пред} \cdot \quad (11)$$

где $tg\varphi_{пред}$ – предельный коэффициент мощности, в соответствии с приказом, для 10 кВ, $tg\varphi_3 = 0,4$ [8].

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{ку(i)} = Q_{max(i)} - Q_{пред(i)} \cdot \quad (12)$$

Определим реактивную мощность, которая подлежит компенсации на одну секцию шин на подстанции:

$$Q_{куI_{сш(i)}} = \frac{Q_{ку(i)}}{n_{сш}} \cdot I, I \quad (13)$$

где $n_{сш}$ – число секций шин на низкой стороне подстанции, которое равно 2.

По найденному значению $Q_{куI_{сш(i)}}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Для данного проекта выбираем продукцию торговой электротехнической компании «Энергозапад».

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск(i)} = Q_{max(i)} - Q_{куф(i)} \quad (14)$$

где $Q_{куф(i)}$ – фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Рассмотрим расчёт электрических нагрузок на примере ПС Карьер:

$$Q_{эКарьер} = 2,376 \cdot 0,4 = 12,678 \text{ Мвар};$$

$$Q_{куА} = 13,545 - 12,678 = 0,945 \text{ Мвар};$$

$$Q_{ку\text{IсшA}} = \frac{0,945}{2} \cdot 1,1 = 0,519 \text{ Мвар}.$$

Для подстанции Карьер выбираем следующие КУ:

УКРЛ(П)56-10,5-250 (на одну шину) в количестве одной штуки и
УКРЛ(П)56-10,5-300 (на одну шину) в количестве одной штуки

$$Q_{куфA} = 250 \cdot 1 + 300 \cdot 1 = 550 \text{ кВр} = 0,55 \text{ Мвар};$$

$$Q_{нескA} = 13,545 - 2 \cdot 0,55 = 12,445 \text{ Мвар}.$$

Далее расчёт ведём для остальных ПС аналогичным образом. Расчёт при-
ведён в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Компенсация реактивной при максимальной нагрузке

ПС	Qтр.ку.сш , Мвар	Тип КУ	Количество, п	Q.фак т.ку, Мвар	Q.неск, Мвар
1	2	3	4	5	6
Карьер	0,018755	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	1	0,2	0,55
		УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	1		
Бычиха	0,04785	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	1	0,35	1,72
		УКРЛ(П)56-10,5-250 кВАр	1		
Корей- ский по- сёлок	0,035475	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	1	0,35	1,1
		УКРЛ(П)56-10,5-250 кВАр	1		
Красно- реченская	0,04301	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2	0,45	0,83
		УКРЛ(П)56-10,5-250 кВАр	1		
Горка	0,096415	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	1	0,2	4,492
		УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	1		
СРЗ	0,0497438 33	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2	0,4	0,924
		УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2		
АК	0,2482225 17	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2	0,4	10,99
		УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2		
МЖК	0,0806228 5	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2	0,4	2,49
		УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2		

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6
	0,1802603	УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2	0,4	7,54

Корфов- ская		УКРЛ(П)56-10,5-100 кВАр	2		
-----------------	--	-------------------------	---	--	--

4.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих в заданном участке сети

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечений проводов линии электропередачи зависит от многих факторов:

Для выбора сечения провода необходимо учитывать следующие параметры:

- напряжение: чем выше напряжение, тем больше требуется сечение провода, чтобы обеспечить достаточную мощность для передачи энергии;

- нагрузка: чем больше нагрузка на линию, тем большее сечение требуется для обеспечения достаточного тока;

- условия окружающей среды.

В эквиваленте сети по итогу расчёта номинального напряжения, произведён расчёт установившегося режима и представлен на рисунке 3.3. Исходные данные и результаты расчётов сведены в ниже приведённые таблицы: таблица 3.6 и таблица 3.7.

Таблица 3.6 – Исходные данные в программе RASTRWIN3 в существующей сети в нормальном режиме

Тип	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,469	2,51	15,69	0
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Горка - ПС Красно-реченская	1,26	2,17	13,56	0
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	1,544	2,64	16,49	0
Тр-р	ПС Корейский посёлок - НН ПС Корейский посёлок	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	2,39	4,09	25,53	0
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	5	142,2	0	1
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	5	82,7	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	5	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС Корфовская - ПС Карьер	7,19	12,34	76,87	0
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	6,68	11,47	71,5	0
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	6,68	11,47	71,5	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,22	0,38	2,39	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	7,19	12,34	76,87	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,39	0,674	4,2	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,39	0,674	4,2	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,29	0,51	15,05	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,29	0,51	15,05	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	1,4	2,41	15,05	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	1,4	2,41	15,05	0
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ВН1 ХТЭЦ1 - Н1 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	ВН2 ХТЭЦ1 - Н2 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - СН1 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - СН2 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - НН1 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - НН2 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Выкл	СН1 ХТЭЦ1 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	СН2 ХТЭЦ1 - 1 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г1	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 35 - Г2	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г3	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г6	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г8	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г7	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г9	0	0	0	0
Выкл	ВН1 ХТЭЦ1 - 1 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	ВН2 ХТЭЦ1 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ПС Хехцир - ОСШ	0	0	0	0
Тр-р	ВН АТ - Н АТ1	1,4	104	0	1
Тр-р	ВН АТ - Н АТ2	0,5	59,2	0	1
Тр-р	Н АТ1 - СН АТ	1,4	0	0	0,463
Тр-р	Н АТ2 - СН АТ	0,48	0	0	0,463
Тр-р	Н АТ1 - НН АТ1	2,8	195,6	0	0,16
Тр-р	Н АТ2 - НН АТ2	3,2	131	0	0,04
Выкл	ХТЭЦ2 - ВН АТ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0

Таблица 3.7 – Отклонение напряжения в программе RASTRWIN3 в существующей сети при нормальном режиме

Номер	Название	Uном	Uзд	δU
1	2	3	4	5
1	ХТЭЦ1	110	110	0
2	ПС АК	110	0	-0,64
3	нейтраль ПС АК	110	0	-7,22
21	нейтраль ПС АК	110	0	-7,22
4	НН ПС АК	6	6	-9,77
5	СН ПС АК	35	0	-7,46
6	ПС Горка	35	0	-12,24
7	НН ПС Горка	6	6	-10,15
8	ПС Красно-реченская	35	0	-13,67
9	НН ПС Красно-реченская	6	6	-8,25

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5
10	ПС Корейский посёлок	35	0	-14,35
11	НН ПС Корейский посёлок	6	6	-10,31
12	ПС Бычиха	35	0	-13,83
13	НН ПС Бычиха	10	10	-11,02
14	ПС Корфовская	110	0	-0,1
15	нейтраль ПС Корфовская	110	0	-4,48
22	нейтраль ПС Корфовская	110	0	-4,45
16	НН ПС Корфовская	10	10	-6,41
17	СН ПС Корфовская	35	0	-4,68
18	ПС Карьер	35	0	-6,5
19	НН ПС Карьер	6	6	0
20	ПС Хехцир	110	110	0
23	ПС СРЗ	35	0	-7,64
24	НН ПС СРЗ	6	6	-2,3
25	ПС МЖК	110	0	-0,13
26	НН ПС МЖК	6	6	0
27	ВН1 ХТЭЦ1	110	0	-0,001
28	ВН2 ХТЭЦ1	110	0	-0,001
29	СН1 ХТЭЦ1	35	0	0
30	СН2 ХТЭЦ1	35	0	0
31	НН1 ХТЭЦ1	10	0	-1,1
32	НН2 ХТЭЦ1	10	0	-1,1
33	Н1 ХТЭЦ1	110	0	-0,1
34	Н2 ХТЭЦ1	110	0	-0,1
35	Г1	35	35	0
36	Г2	35	35	0
37	Г3	35	35	0
38	1 СШ 35	35	0	0
39	2 СШ 35	35	0	0
40	Г6	110	110	0
41	Г7	110	110	0
42	Г8	110	110	0
43	Г9	110	110	0
44	1 СШ 110	110	0	-0,0005
45	2 СШ 110	110	0	-0,0005
46	ОС	110	0	-0,0002
47	ОСШ	110	0	-0,04
48	ВН АТ	220	0	0,02
49	Н АТ1	220	0	7,89
50	Н АТ2	220	0	7,91
51	СН АТ	110	0	-0,07
52	НН АТ1	35	0	6,46
53	НН АТ2	10	0	-6,23
54	ХТЭЦ2	220	220	0

В нормальном режиме напряжение на некоторых участках находятся в допустимых пределах 10%.

Для анализа загрузки проводов, воспользуемся токовой загрузкой ЛЭП приведённой в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Токовая загрузка в программе RASTRWIN3 в существующей сети при нормальном режиме

Название	Ином	Imax	ЦДТН, %
1	2	3	4
СН ПС АК - ПС Горка	375	420,45	112,12
ПС Горка - ПС Красно-реченская	375	167,17	44,578
ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	375	60,85	16,227
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	375	30,316	8,0842
СН ПС Корфовская - ПС Карьер	375	42,425	11,313
ПС АК - ПС Корфовская	375	140,25	37,4
ПС АК - ПС Корфовская	375	140,27	37,4
ПС Корфовская - ПС Хехцир	375	263,39	70,23
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	375	158,68	42,31
СН ПС АК - ПС СРЗ	375	60,323	16,08
СН ПС АК - ПС СРЗ	375	60,323	16,08
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	375	268,81	71,68
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	375	268,81	71,68
ПС МЖК - ПС АК	375	241,87	64,5
ПС МЖК - ПС АК	375	241,87	64,5

Ток, протекающий по ВЛ ПС АК - ПС Горка, превышает значение длительно допустимые значения. На остальных участках значения не выходят за рамки длительно допустимого значения.

Для выбора новых проводов и проверки существующих, при подключении прогнозируемой нагрузки, произведём анализ в ПВК RASTRWIN3.

Исходные данные и результаты расчёта приведены в таблице 3.9 и таблице 3.10.

Таблица 3.9 – Исходные данные в программе RASTRWIN3 в существующей сети при подключении прогнозируемой нагрузки

Тип	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
Выкл	СН ПС АК - ПС Горка	0	0	0	0
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Горка - ПС Красно-реченская	1,26	2,17	13,56	0
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	1,54	2,64	16,49	0
Тр-р	ПС Корейский посёлок - НН ПС Корейский посёлок	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	2,39	4,09	25,53	0
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	5	142,2	0	1
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	5	82,7	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	5	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС Корфовская - ПС Карьер	7,19	12,34	76,87	0
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	6,68	11,47	71,5	0
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	6,68	11,47	71,5	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,22	0,38	2,39	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	7,19	12,34	76,87	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,39	0,67	4,2	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,39	0,67	4,2	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,29	0,51	15,05	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,29	0,51	15,05	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	1,4	2,41	15,05	0

Продолжение таблицы 3.9

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	1,4	2,41	15,05	0
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ВН1 ХТЭЦ1 - Н1 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	ВН2 ХТЭЦ1 - Н2 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - СН1 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - СН2 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - НН1 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - НН2 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Выкл	СН1 ХТЭЦ1 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	СН2 ХТЭЦ1 - 1 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г1	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 35 - Г2	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г3	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г6	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г8	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г7	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г9	0	0	0	0
Выкл	ВН1 ХТЭЦ1 - 1 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	ВН2 ХТЭЦ1 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ПС Хехцир - ОСШ	0	0	0	0
Тр-р	ВН АТ - Н АТ1	1,4	104	0	1
Тр-р	ВН АТ - Н АТ2	0,5	59,2	0	1
Тр-р	Н АТ1 - СН АТ	1,4	0	0	0,46
Тр-р	Н АТ2 - СН АТ	0,48	0	0	0,46
Тр-р	Н АТ1 - НН АТ1	2,8	195,6	0	0,16
Тр-р	Н АТ2 - НН АТ2	3,2	131	0	0,04
Выкл	ХТЭЦ2 - ВН АТ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0
ЛЭП	СН АТ - ОСШ	1,46	2,51	15,69	0

Таблица 3.10 – Отклонение напряжения в программе RASTRWIN3 в существующей сети при подключении прогнозируемой нагрузки

Название	Uном	Uзд	δU
1	2	3	4
ХТЭЦ1	110	110	0
ПС АК	110	0	0,4
нейтраль ПС АК	110	0	-9,24
нейтраль ПС АК	110	0	-9,24
НН ПС АК	6	6	-12,29

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4
СН ПС АК	35	0	-9,19
ПС Горка	35	0	-9,21
НН ПС Горка	6	6	-13,78
ПС Красно-реченская	35	0	-10,15
НН ПС Красно-реченская	6	6	-13,02
ПС Корейский посёлок	35	0	-10,37
НН ПС Корейский посёлок	6	6	-15,44
ПС Бычиха	35	0	-9,455
НН ПС Бычиха	10	10	-14,11
ПС Корфовская	110	0	3,25
нейтраль ПС Корфовская	110	0	-3,44
нейтраль ПС Корфовская	110	0	-3,44
НН ПС Корфовская	10	10	-5,48
СН ПС Корфовская	35	0	-3,42
ПС Карьер	35	0	-4,79
НН ПС Карьер	6	6	-6,23
ПС Хехцир	110	110	3,47
ПС СРЗ	35	0	-9,33
НН ПС СРЗ	6	6	-12,38
ПС МЖК	110	0	0,06
НН ПС МЖК	6	6	-2,5
ВН1 ХТЭЦ1	110	0	0,1
ВН2 ХТЭЦ1	110	0	0,11
СН1 ХТЭЦ1	35	0	4,2
СН2 ХТЭЦ1	35	0	4,28
НН1 ХТЭЦ1	10	0	4,27
НН2 ХТЭЦ1	10	0	4,28
Н1 ХТЭЦ1	110	0	4,27
Н2 ХТЭЦ1	110	0	4,28
Г1	35	35	4,32
Г2	35	35	4,32
Г3	35	35	0
1 СШ 35	35	0	4,3
2 СШ 35	35	0	4,3
Г6	110	110	0,1
Г7	110	110	0,12
Г8	110	110	0,12
Г9	110	110	0,12
1 СШ 110	110	0	0,09
2 СШ 110	110	0	0,1
ОС	110	0	0,04
ОСШ	110	0	3,5
ВН АТ	220	0	9,02
Н АТ1	220	0	3,59
Н АТ2	220	0	3,56
СН АТ	110	0	3,52
НН АТ1	35	0	1,58
НН АТ2	10	0	2,23

1	2	3	4
ХТЭЦ2	220	220	9,03

В нормальном режиме напряжение в на некоторых узлах находятся в допустимых пределах 10%.

Для анализа загрузки проводов, воспользуемся токовой загрузкой ЛЭП приведённой в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Токовая загрузка в программе RASTRWIN3 в существующей сети при подключении прогнозируемой нагрузки

Название	Ином	Imax	ИДТН, %
1	2	3	4
ПС Горка - ПС Красно-реченская	375	199,05	53,07
ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	375	83,474	22,26
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	375	59,823	15,95
СН ПС Корфовская - ПС Карьер	375	42,78	11,408
ПС АК - ПС Корфовская	375	239,47	63,86
ПС АК - ПС Корфовская	375	239,51	63,868
ПС Корфовская - ПС Хехцир	375	588,58	156,95
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	375	176,74	47,131
СН ПС АК - ПС СРЗ	375	85,776	22,874
СН ПС АК - ПС СРЗ	375	85,776	22,874
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	375	209,14	55,771
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	375	209,14	55,771
ПС МЖК - ПС АК	375	201,94	53,851
ПС МЖК - ПС АК	375	201,94	53,851
СН АТ - ОСШ	375	15,034	4,0092

В результате анализа, выявлена существенная перегрузка на участке сети ПС Корфовская - ПС Хехцир, требуется реконструкция данного участка. Остальные линии являются слабонагруженными.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max z}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (15)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

$P_{\max z}$ -поток активной мощности, передаваемой по участку цепи;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей линии;

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

Потоки активной мощности на участках сети для каждого из вариантов были рассчитаны ранее, потоки реактивной мощности рассчитываются аналогично.

Найдя максимальный ток на участке сети определим расчётные токи, по ниже приведённой формуле:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (16)$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, принимаемый равным 1.

Далее по полученному расчётному току выбирается сечение провода выбранного участка сети, проверяемое по величине длительно допустимого тока в после аварийном режиме. Проверка происходит по нижеизложенному алгоритму:

$$I_{д.д} \geq I_{Р.П} \quad (17)$$

где $I_{д.д}$ - длительно допустимый ток выбранной марки провода, А;

$I_{Р.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Результаты расчётов тока приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Расчетные токи и сечения ЛЭП на реконструируемых участках сети

Участок	I_{\max} , А	I_p , А	Сечение	$I_{р.п}$, А	$I_{д.д}$, А
ПС Корфовская - ПС Хехцир	588,58	618,009	АС-240/32	585	610
ПС АК - ПС Горка	420,45	441,47	АС-150/24	476	450

Выбор сечений производился по экономическим токовым интервалам.

При реконструкции существующей сети, учтем, что требуется повышение сечения провода с АС-120/19 на АС-150/24, на таких участках как: ПС АК- ПС – ПС Горка; ПС Горка - ПС Красно-реченская; ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок; ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха; ПС Бычиха - ПС Корфовская, а также повышение сечения провода с АС-120/19 на АС-240/32, на таких участках как: ПС Корфовская - ПС Хехцир; ПС АК - ПС Корфовская; ПС Корфовская - ПС Хехцир; ПС МЖК - ПС АК; ХТЭЦ1 - ПС МЖК.

Отметим так же необходимость сооружения второй линии на участке ПС АК - ПС Горка и ПС Корфовская - ПС Хехцир, исходя из расчётов и выбору по

экономическим токовым интервалам. Итог выбора сечений для новой сети представлен в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Исходные данные для проектируемого варианта сети

Название участка сети	Сечение и марка провода	Длительно допустимы ток, А
ПС Горка - ПС Краснореченская	АС – 150/24	450
ПС Краснореченская - ПС Корейский посёлок	АС – 150/24	450
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	АС – 150/24	450
ПС Корфовская - ПС Карьер	АС – 120/19	375
ПС АК - ПС Корфовская	АС – 240/32	610
ПС Корфовская - ПС Хехцир	АС – 240/32	610
ПС Бычиха - ПС Корфовская	АС – 150/24	450
ПС АК - ПС СРЗ	АС – 150/24	450
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	АС – 240/32	610
ПС МЖК - ПС АК	АС – 240/32	610

4.5 Выбор однолинейной схемы ПС Корфовская

Для разработки однолинейной схемы трехтрансформаторной подстанции необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить количество и тип трансформаторов на подстанции. В данном случае, три трансформатора.
2. Определить номинальную мощность каждого трансформатора, что было сделано в прошлой главе.
3. Определить место установки каждого реле защиты и автоматики на схеме. В данном случае, устанавливаются реле максимального тока на каждой фазе.
4. Определить место и тип каждого предохранителя на схеме. Предохранители устанавливаются на каждой фазе каждого трансформатора для защиты от короткого замыкания.
5. Определить место расположения и тип каждого выключателя на схеме. Выключатели устанавливаются на линиях между трансформаторами и потребителями для отключения напряжения при коротких замыканиях.

6. Определить место расположения каждого счетчика электроэнергии на схеме. Счетчики устанавливаются на линии между трансформаторами и потребителями для измерения потребляемой мощности.

В результате выполнения этих шагов будет получена однолинейная схема трехтрансформаторной подстанции с указанием всех элементов, их расположения и маркировки.

На высокой стороне подстанции установлены «Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин» (схема 110-12).

На стороне среднего напряжения установлена одна рабочая секционированная выключателем система шин (схема 35-9).

На стороне низкого напряжения установлена одна секционированная система шин.

На рисунке 3.5 представлена однолинейная схема подстанции Корфовская до установки третьего трансформатора.

Вариант № 2 показан на рисунке 3.6. В варианте предложено установить третий трансформатор мощностью 16 МВА. В варианте № 2 необходимо добавить два выключателя 110 кВ, два выключателя 35 кВ и два выключателя 10 кВ.

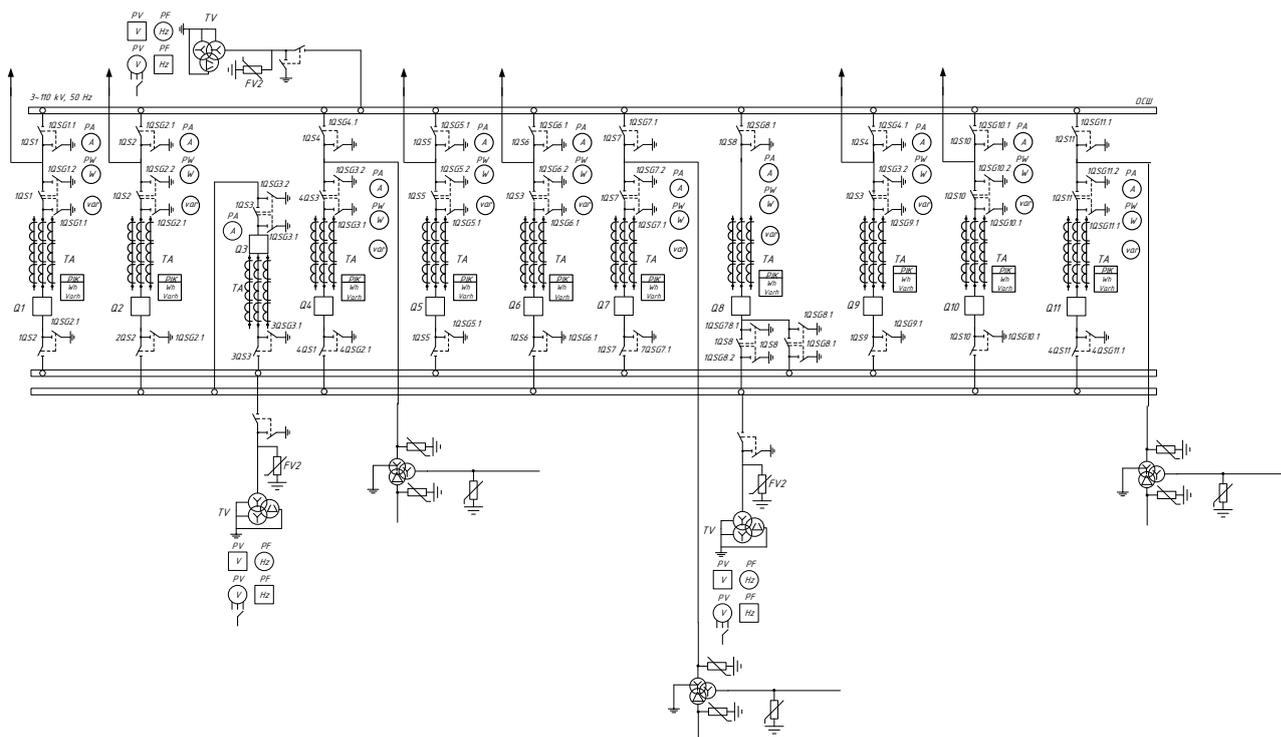


Рисунок 3.6 – Однолинейная принципиальная схема ВН трёхтрансформаторной подстанции Корфовская

В данном варианте была повышена общая мощность трансформаторов. Произведено добавление третьего трансформатора ТДТН-16000/110, замена трансформатора ТДТН-10000/110 на ТДТН-16000/110 и 4 дополнительных выключателей.

4.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле, МВА:

$$S_{p(i)} = \frac{\sqrt{(P_{cp(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{N_T \cdot K_3^{ОПТ}}. \quad (18)$$

где $P_{cp(i)}$ – средняя активная зимняя мощность подстанции (максимальная),

$Q_{cp(i)}$ – средняя реактивная мощность, МВАр;

N_T – количество трансформаторов на подстанции;

$K_3^{ОПТ}$ – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

Для Варианта № А

$$S_{PA} = \frac{\sqrt{26,291^2 + 10,516^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,3$$

Выбираем трансформатор ТДТН - 25000/110.

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки в максимальном, то есть, зимнем режиме:

$$K_3^{HP} = \frac{\sqrt{(P_{cp(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{N_T \cdot S_{Тном}}; \quad (19)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$0,5 \leq K_3^{HP} \leq 0,75$$

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка моделирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{(P_{cp(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{Тном(i)}}. \quad (20)$$

При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать нижепречисленным условиям:

$$1 \leq K_3^{n/a} \leq 1,4$$

$$K_3^{HP} = \frac{\sqrt{26,291^2 + 10,516^2}}{2 \cdot 25} = 0,6$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{26,291^2 + 10,516^2}}{1 \cdot 25} = 1,1$$

В послеаварийном режиме отключение потребителей не требуется, коэффициенты загрузки находятся в пределах допустимых значений.

Для Варианта № Б

$$S_{PA} = \frac{\sqrt{26,291^2 + 10,516^2}}{3 \cdot 0,7} = 13,5$$

Выбираем трансформатор ТДТН - 16000/110.

При двух и более установленных на подстанции трансформаторах, при аварии с одним из параллельно работающих трансформаторов, оставшиеся в работе принимают на себя его нагрузку.

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме:

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{26,291^2 + 10,516^2}}{3 \cdot 16} = 0,6$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{26,291^2 + 10,516^2}}{2 \cdot 16} = 0,9$$

В послеаварийном режиме отключение потребителей не требуется, коэффициенты загрузки находятся в пределах допустимых значений.

5. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ КОРФОВСКАЯ

Основная цель технико-экономических расчётов в проекте – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Для технико – экономического сравнения приведены 2 варианта реконструкции ПС Корфовская: вариант А – установка двух трансформаторов ТДТН - 25000/110; вариант Б установка трёх трансформаторов ТДТН - 16000/110.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I . \quad (21)$$

где K – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

I – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

E – ставка рефинансирования.

Норматив дисконтирования составляет 0,1.

Применительно к электрическим сетям капиталовложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанции ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{Л} . \quad (22)$$

Капиталовложения на сооружения подстанции состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных

затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (23)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции по сравнению с базисными ценами 2000 года $K_{инф} = 8,59$.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Таблица 4.1 – Базисные показатели ПС, в ценах 2000 года.

Наименование	Базисные показатели
Ячейка 110 кВ одного комплекта элегазового выключателя	7000 тысяч рублей за штуку
Ячейка 35 кВ одного комплекта элегазового выключателя	2000 тысяч рублей за штуку
Ячейка 10 кВ одного комплекта элегазового выключателя	700 тысяч рублей за штуку
Трансформатор ТДТН-16000/110	7400 тысяч рублей за штуку
Трансформатор ТДТН-25000/110	8200 тысяч рублей за штуку
$K_{ОРУ}$	126000 тысяч рублей
$K_{ПОСТ}$	47500 тысяч рублей

$$K_{ПС1} = (16400 + 126000 + 47500) \cdot 8,59 = 1681063 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС2} = (22200 + 126000 + 47500 + 14000 + 4000 + 1400) \cdot 8,59 = \\ = 1847709 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружения линий состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

$$K_{Л} = K_{ТЧ} \cdot K_{ИНФ} \cdot l + K_{ПРОСЕКА} \cdot K_{ИНФ} \cdot l, \quad (24)$$

где $K_{ТЧ}$ - удельные капиталовложения для;

$K_{ПРОСЕКА}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

l – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения.

Таблица 4.2 – Базисные показатели ВЛ, в ценах 2000 года.

Наименование	Базисные показатели
$K_{ТЧ}$ (Для стальных опор)	1600 тысяч рублей за км (АС – 240/32 двухцепного исполнения)
	1200 тысяч рублей за км (АС – 150/24 двухцепного исполнения)
	870 тысяч рублей за км (АС – 150/24 одноцепного исполнения)
$K_{ПРОСЕКА}$	95 тысяч рублей за км
l	56,28 км (АС – 240/32)
	66,36 км (АС – 150/19)

$$K_{Л240/32} = 1600 \cdot 8,59 \cdot 56,28 + 95 \cdot 8,59 \cdot 56,28 = 819439,6 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{Л150/19} = (1200 \cdot 8,59 \cdot 7,48) + (870 \cdot 8,59 \cdot 51,4) + 95 \cdot 8,59 \cdot 66,36 = \\ = 515384,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_A = K_{ПСА} + K_{Л240/32} + K_{Л150/19} = 1681063 + 819439,6 + 515384,5 = 3015887,1 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_B = K_{ПСБ} + K_{Л240/32} + K_{Л150/19} = 1847709 + 819439,6 + 515384,5 = 3182533,1 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки – расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I = I_{ЭиР} + I_{АМ} + I_{\Delta W}. \quad (25)$$

где $I_{ЭиР}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{АМ}$ – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяют по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{НОвл} \cdot K_{Л} + d_{НОис} \cdot K_{ПС}. \quad (26)$$

где $d_{НОвл}$ –нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 110 кВ принимаем 0,008;

$d_{НОис}$ –нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 110 кВ принимаем 0,059.

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}}. \quad (27)$$

где T_{CP} – срок службы оборудования, принимаем равным 20 годам.

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, определяются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}. \quad (28)$$

где ΔW – потери в элементах сети;

$C_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, для Хабаровского края принимаем равным 4,43 руб/кВт·ч.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР}. \quad (29)$$

где $\Delta W_{Л}$ – потери электрической энергии в линиях;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери в элементах сети определяются электрической энергии в линиях определяются по формуле по формуле:

$$\Delta W_{Л} = 3 \cdot (I_{max})^2 \cdot R_{Л} \cdot T_{max}. \quad (30)$$

где n – число цепей.

Потери электрической энергии в 2 трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \left(2 \cdot \Delta P_C + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.HOM} \cdot \left(\frac{S}{S_{THOM}} \right)^2 \right). \quad (31)$$

где ΔP_C – потери активной мощности в стали

$\Delta P_{M.HOM}$ – потери активной мощности в меди.

Результаты расчёта сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3. – Техничко – экономические показатели двух вариантов сети

Показатель	Вариант №А	Вариант №Б
$I_{ЭУР}$	116693,4	119486,3
I_{AM}	150794,4	159126,7
$I_{\Delta W}$	21131,1	21175,4
И	288918,9	299788,4

Результат расчётов двух вариантов реконструкции представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Базисные показатели ПС, в ценах 2000 года.

Номер варианта	Суммарные капиталовложения К, тыс.руб.	Издержки И, тыс.руб.	Приведённые затраты З, тыс.руб.
1	2	3	4
№А	3015887,1	288918,9	590507,6
№Б	3182533,1	299788,4	618041,7

Сравним приведённые затраты, определив погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (32)$$

$$\varepsilon = \frac{590507,6 - 618041,7}{590507,6} \cdot 100\% = -4,7\%.$$

Если приведённые затраты отличаются больше, чем на 5%, то выбираем

вариант, где меньше. Если нет, то выбираем вариант, где $I_{\Delta W}$ меньше.

Для дальнейшего расчёта принимаем вариант Б.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max}; \quad (33)$$

$$W_{ПО} = 56,4 \cdot 5800 = 327120.$$

Далее находим срок окупаемости по формуле (34), в годах:

$$C = \frac{I}{W_{ПО}}; \quad (34)$$

$$C = \frac{299788,4}{327120} = 0,916.$$

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС КОРФОВСКАЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важной частью проектирования и эксплуатации электроустановок. Токи КЗ могут быть очень высокими и опасными, поэтому необходимо правильно рассчитывать их для обеспечения безопасности людей и оборудования.

Расчет токов КЗ начинается с определения схемы замещения электрической сети, в которой учитываются все элементы, включая источники питания, нагрузки и линии электропередачи. Затем производится расчет токов КЗ для каждой точки сети, где может возникнуть короткое замыкание.

Для расчета токов КЗ используются специальные программы, которые позволяют определить значения токов для различных видов КЗ, таких как трехфазное, однофазное и двухфазное. В нашем случае при расчёте токов короткого замыкания, будет использовать макрос ПВК RASTRWIN3. Также учитываются сопротивления элементов сети и параметры источников питания.

Причины короткого замыкания могут быть различными, но наиболее распространенными являются следующие:

- неправильное подключение проводов или кабелей;
- ошибки при монтаже оборудования;
- повреждение изоляции проводов или кабелей из-за механических повреждений, старения или воздействия высоких температур;
- перегрузка сети вследствие увеличения потребления электроэнергии;
- короткое замыкание может произойти также из-за неправильного выбора оборудования или его неисправности.

Токи короткого замыкания могут привести к серьезным последствиям для оборудования и людей.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК RASTRWIN3.

Полученные результаты расчета в ПВК RASTRWIN3 приведены в таблице 5.1. и таблице 5.2

Таблица 5.1 – Токи периодической составляющей на шинах ПС Корфовская.

Напряжение	Нточк КЗ	Тип	Ипо
110	К1	3ф	25.07
35	К2	3ф	6.63
10	К3	3ф	30,50

Таблица 5.2 – ТКЗ ПС Корфовская

Точка короткого замыкания	$I_{по}^{(3)}$, кА	Ta , с	i_a , кА	$i_{ат}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	25.07	0,03	35.46	11.04	56.74
К2	6.63	0,02	9.39	1.63	17.08
К3	30,5	0,01	41.01	12.03	68.24

В аварийном режиме, во время работы одного трансформатора из двух, рабочий ток увеличивается в 2 раза.

Токи в нормальном и аварийном режиме представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Токи нормального и аварийного режима

Напряжение	$I_{раб}$, А	$I_{авар}$, А
110	131	262
35	412	824
10	1443	2886

Таблица 5.4 – Термическая устойчивость.

Напряжение	110	35	10
Вк	1625	113.51	567.51

Найденных значений ТКЗ и рабочих токов достаточно, чтобы выбирать электрические аппараты.

7. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС КОРФОВСКОЙ

Принятый вариант осуществляет перевод подстанции с двух на трёх трансформаторную, для оценки объёма реконструкции необходимо полностью выбрать и проверить всё оборудование и сравнить с существующим исполнением.

7.1. Выбор и проверка ошиновки РУ ВН подстанции Корфовская

Ошиновка РУ ВН - это система электрических проводов и кабелей, которые используются для передачи электрической энергии от трансформаторной подстанции к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН).

Выбор ошиновки начинается с определения необходимого количества и типа проводов, кабелей и шин. При выборе ошиновки необходимо учитывать такие факторы, как номинальное напряжение, номинальный ток, условия эксплуатации (температура, влажность, вибрация и т.д.), а также требования к безопасности.

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами, АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается о длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}; \quad (35)$$

$$I_{\max p} = \frac{\sqrt{(P_{CH}^2 + P_{HH}^2) + (Q_{CH}^2 + Q_{HH}^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2}; \quad (36)$$

$$I_{\max p} = \frac{\sqrt{(15,9^2 + 12,3^2) + (5,7^2 + 3,6^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 55 \text{ A};$$

$$I_{\max} < I_{\text{доп}}. \quad (37)$$

Проверка выполняется.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}. \quad (38)$$

где q_{\min} – минимальное сечение провода.

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для стальных шин – $C = 70$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1625}}{91} = 44,3 \text{ мм}^2.$$

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (39)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяются по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (40)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

r_0 – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}. \quad (42)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 300 = 375 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ/см;}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{375}{0,7}} = 8,85 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (43)$$

$$1,07 \cdot 8,85 \leq 0,9 \cdot 34,2;$$

$$9,47 \leq 30,8.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 293 А.

Принимаем гибкие шины АС - 240, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 610$ А, диаметр провода $d = 21,6$ мм.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = 293 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}. \quad (44)$$

Проверка по условиям короны

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right); \quad (45)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{ВН}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_{ЭКВ}}\right)} ; \quad (46)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{21,5}{0,855}\right)} = 10,8 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (47)$$

$$11,6 \leq 29,9.$$

Условие выполняется

В результате выбора ошиновки, принимаем решение замены существующей ошиновки АС – 120/19 на АС 240/32 для ОСШ 110 кВ.

7.2. Выбор и проверка выключателей для ОРУ подстанции Корфовская

В настоящее время существует большой выбор всевозможных выключателей с разными параметрами.

На основе анализа режимов выбрано наиболее загруженная линия и рассчитан ток протекающий через трансформаторный выключатель на ВН, при сравнении выбран больший ток на линии ПС Корфовская – ПС Хехцир.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}. \quad (48)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}. \quad (49)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}. \quad (50)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (51)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}; \quad (52)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\выкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_K = 25,076^2 \cdot (5,06 + 0,03) = 32,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (53)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,6 \text{ кА.}$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 47$;

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя.

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{MAX} = 293 \text{ А.}$$

Таким образом, для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110Ш-40/2000 У1. Выключатели данной серии предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 110 кВ представлено в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЛ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 293 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,76 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T * t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T * t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 25,076 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 25,076 \text{ кА}$	$I_{пг} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{At} = 11,043 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

Выключатель данной марки принимаем на всех присоединениях 110 кВ.

Аналогичным образом произведем расчёт для ОРУ 35 кВ по самому нагруженному присоединению ПС Корфовская – ПС Бычиха.

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,03 = 5,03 \text{ с}$$

$$B_K = 6,639^2 \cdot (5,03 + 0,02) = 22,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,3 \text{ кА}$$

Таким образом, для установки в ОРУ 35 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-35П*-50/3150У1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 35 кВ представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЛ-35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

1	2	3
$U_H = 40,5 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 241 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,639 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 22,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 6,639 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 6,639 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 28,3 \text{ кА}$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Выключатель данной марки принимаем на всех присоединениях 35 кВ.

7.3. Выбор и проверка разъединителей для РУ ВН подстанции Корфовская

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

На стороне ВН выбираем разъединители РГ-ОП-110.П/1000-63 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 293 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 56,74 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Контактный нож		
$I^2_T \cdot t_T = 189 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземлители		
$I^2_T \cdot t_T = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

На стороне СН выбираем разъединители РГ-35/1000 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 40,5 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 241 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 17,089 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Контактный нож		

1	2	3
$I^2_T \cdot t_T = 120 \text{кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,3 \text{кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземлители		
$I^2_T \cdot t_T = 40 \text{кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,3 \text{кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

7.4. Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}. \quad (54)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}. \quad (55)$$

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЦП-8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	ЦП-8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	ЦП-8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик АЭ	СЕ303	1,5	1,5	1,5
Счетчик РЭ	СЕ303	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		5,1	5,1	5,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (56)$$

На стороне ВН выберем оптический трансформатор тока ЦТТН-110 кВ.

Измерительный преобразователь тока и напряжения (ЦТТН) предназначен для измерения и передачи параметров тока и напряжения приборам измерения, учета, защиты, автоматики, сигнализации и управления в сетях переменного и постоянного тока на номинальное напряжение 6(10) — 110 кВ с частотой 50 или 60 Гц.

Передача данных может организовываться по оптическим кабелям в соответствии с протоколом IEC 61850-9-2 или по медным кабелям в виде аналогового сигнала, ЦТТН имеет несколько первичных преобразователей тока и напряжения, измерительная информация с которых предназначена для различных устройств.

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}; \quad (57)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2 \text{ ном}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}. \quad (58)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} ; \quad (59)$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{29,71}{1^2} = 29,71 \text{ Ом} .$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 20 - 5,1 - 0,05 = 14,85 \text{ Ом} .$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} , \quad (60)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{14,85} = 0,191 \text{ мм}^2$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена

в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U _н , кВ	l, м
1	2
220	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

Принимаем кабель КВВГнг с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = 0,00708 \cdot 100 = 0,708 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,708 + 5,1 + 0,05 = 5,858 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
U _н = 126 кВ	U _р = 110 кВ	U _р ≤ U _н
I _н = 1000 А	I _р = 236 А	I _р ≤ I _н
Z ₂ = 5,858 Ом	Z _{2НОМ} = 20 Ом	Z ₂ ≤ Z _{2НОМ}
I _{дин} = 170 кА	I _{уд} = 56,74 кА	I _{уд} ≤ I _{дин}
I ² _т · t _т = 63 кА ² с	В _к = 32,6 кА ² с	I ² _т · t _т ≥ В _к

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке. На стороне СН выберем трансформатор тока ЦТТН-35 КВ. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЦП-8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	ЦП-8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	ЦП-8506/120	1,5	1,5	1,5
Счетчик АЭ	СЕ303	1,5	1,5	1,5
Счетчик РЭ	СЕ303	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		13,5	13,5	13,5

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

$r_{2НОМ} = 20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \quad (61)$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{13,5}{1^2} = 13,5 \text{ Ом},$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 20 - 13,5 - 0,05 = 6,45 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (62)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{6,45} = 0,33 \text{ мм}^2,$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = 0,00708 \cdot 75 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 1,95 + 0,05 = 2,53 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 236 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 2,53 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 9,57 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 35.13 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq V_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ЦТТН-10 кВ.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 6.8

Таблица 6.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С

Продолжение таблицы 6.8

1	2	3	4	5
Амперметр	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	СЕ303	7	7	7
ИТОГО		11,9	11,9	11,9

Расчет производим аналогично.

$r_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \quad (63)$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{11,9}{5^2} = 0,476 \text{ Ом}$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 2,6 - 0,476 - 0,05 = 2,074 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \quad (64)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10}{2,346} = 0,121 \text{ мм}^2 ;$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = 0,00708 \cdot 10 = 0,071 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 2,074 + 0,071 + 0,05 = 2,195 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 722 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 2,195 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 56,74 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq V_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Трансформаторы напряжения и их характеристики показаны на однолинейной схеме, листе 3 графической части.

7.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения для ОРУ подстанции Корфовская

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструктивному и схеме соединения;
- по классу точности;

- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}. \quad (65)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения. Условия выбора представлены в таблице 6.10

Таблица 6.10 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
----------	----------------

1	2
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЦТТН-110 кВ.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 6.11

Таблица 6.11 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Амперметр	ЦП 8501/10	6	1	6	36
Вольтметр	ЦП 8501/17	4	1	6	24
Вольтметр регистрирующий	ЦП 8501/17	10	1	6	60
Варметр	ЦП 8506/120	8	2	6	48
Счётчик активной энергии	СЕ 304	8	2	6	48
Счётчик реактивной энергии	СЕ 304	8	2	6	48
Итого					264

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (55)$$

$$S_P = 264 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для трансформатора 6.12.

Таблица 6.12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ЦТТН-110 кВ.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 132 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 142 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения ЦТТН-35 кВ.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 6.13

Таблица 6.13 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Амперметр	ЦП 8501/10	6	1	3	18
Вольтметр	ЦП 8501/17	4	1	3	12
Вольтметр регистрирующий	ЦП 8501/17	10	1	3	30
Варметр	ЦП8506/120	8	2	3	24
Счётчик активной энергии	СЕ 304	8	2	3	24
Счётчик реактивной энергии	СЕ 304	8	2	3	24
Итого					132

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} ; \quad (56)$$

$$S_{\Sigma} = 132 \text{ ВА} .$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ЦТТН-35 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_P = 142 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения ЦТТН-10 кВ. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 6.15.

Таблица 6.15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Амперметр	ЦП 8501/10	6	1	13	78
Вольтметр	ЦП 8501/17	2	1	3	6
Вольтметр регистрирующий	ЦП 8501/17	10	1	3	30
Варметр	ЦП 8506/120	8	2	3	24
Счётчик активной энергии	СЕ 304	8	2	3	24
Счётчик реактивной энергии	СЕ 304	8	2	3	24
Итого					186

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} ; \quad (57)$$

$$S_{\Sigma} = 186 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для разъединителя в таблице 6.16.

Таблица 6.16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ЦТТН-10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 109 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 155 \text{ ВА}$	$S_P = 112 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.6. Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ рас-

четная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (58)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{дон}}. \quad (59)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы ОСК 10-110-А2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}. \quad (60)$$

Высота изолятора равна $H_{\text{из}} = 1050$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (61)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{56,74^2}{1,05} \cdot 1,12 \cdot 10^{-7} = 0,531 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \sqrt{3} \cdot \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + h/2}{H_{\text{из}}}, \quad (62)$$

$$K_h = \frac{1050 + 80 + 100/2}{1050} = 1,12$$

Проверка:

$$F_{расч} = 531 \text{ Н} \leq F_{дон} = 6000 \text{ Н}$$

Таким образом, ОСК проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

7.7. Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Таблица 6.17 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	P _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{расч} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (63)$$

$$S_{расч} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243,19 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10/0,4.

7.8. Выбор и проверка КРУ для НН подстанции Корфовской

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В нашей бакалаврской работе рационально принять КРУ серии КРУ-СВЭЛ-1-10-31,5/1600 УЗ ТУ 0ЭТ.536.001. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель ВВ/TEL производства таврида электрик. Приведем основные характеристики ячеек КРУ.

Таблица 6.18 – Основные параметры шкафа КРУ-СВЭЛ-1-10-31,5/1600 УЗ ТУ 0ЭТ.536.001

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	ВВ/TEL
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габаритные размеры ячеек	1000x1700x2400

8. РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС

8.1. Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Существует несколько видов заземлений: молниезащита, защитное, рабочее.

Защитное заземление предназначено для защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземлению подвергаются все металлические части электроустановки, которые не находятся под напряжением, но могут подниматься при выходе из строя изоляции оборудования. К заземляемым частям относятся: корпус трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электроаппаратов, каркасы щитов, шкафов, пультов, кабельные муфты, провода и металлические конструкции построек.

Рабочее заземление нужно для правильной работы электроустановок. К ним относится заземление нейтралей трансформаторов и катушек дугогашения.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю.

Обычно, все три типа заземления используют одно заземляющее устройство

Конструктивно заземление выполняется сеткой из горизонтальных заземлителей, со стороной квадратов сетки кратной 6 м. В узлах этой сетки устанавливаются вертикальные заземлители. Закладка заземляющей сетки происходит на глубину 0,5-0,7 м. При прокладке сетки она не должна проходить под фундаментом электроустановок. Вертикальные заземлители –сталь прутковая с диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, расчет геометрических параметров сетки заземления и проверка электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведём расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Корфовская.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования для того, чтобы человек не мог находиться за пределами прикосновения к аппарату.

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5)$$

где $A=135$ и $B=77,2$ – ширина и длина территории, занимаемая заземлителем

$$S = (135 + 2 \cdot 1,5) \cdot (77,2 + 2 \cdot 1,5) = 11067,6 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр проводников сетки, выполненных в виде прутков, 10 мм. Тогда механическая прочность определяется:

$$F_{M.П} = \pi \cdot r^2 \quad (28)$$

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверяем на термическую стойкость:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{П03}^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}} \quad (28)$$

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{25,07^2 \cdot 10^6 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 86,5 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПП} + S_{CP}). \quad (28)$$

где $D_{ПП}$ - диаметр прутков;

S_{CP} - площадь прутка, рассчитывающийся по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln \cdot T^3 + b_K \cdot \ln \cdot T^2 + c_K \cdot \ln \cdot T + a_K = 0,668 \text{ мм}. \quad (28)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 22,397 \text{ мм}^2. \quad (28)$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П} \geq F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (28)$$

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м, диаметром 10 мм и длиной 5 м.

Расстояние между полосами сетки 6 метров, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{5}. \quad (28)$$

$$L_r = (135 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{77,2 + 2 \cdot 1,5}{5} + (77,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{135 + 2 \cdot 1,5}{5} = 4427,04$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}. \quad (28)$$

где $a=12$ м – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{11067,6}}{12} = 35,06. \quad (28)$$

Принимаем количество вертикальных электродов равное 35.

Рассчитаем стационарное сопротивление заземлителя.

$$R_{ci} = \rho_i \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + 19 \cdot l_B} \right). \quad (28)$$

где A – коэффициент, который зависит от соотношения длины вертикальных электродов и площади ПС;

$l_B = 5$ – длина вертикальных электродов.

$$R_{ci} = 600 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{11067,6}} + \frac{1}{4427,04 + 19 \cdot 5} \right) = 2,41 \text{ Ом}.$$

Определяем импульсное сопротивление грунта:

$$R_{и} = R_c \cdot \alpha_{и} \leq 0,5; \quad (28)$$

$$\alpha_{и} = \frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{общ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}; \quad (28)$$

$$\alpha_{и} = \frac{1500 \cdot 11067,6}{(600 + 320) \cdot (25070 + 45)} = 0,2;$$

$$R_{II} = 2,41 \cdot 0,2 \leq 0,5 .$$

Из этого мы делаем вывод, что заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ.

8.2. Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Высота всех молниеотводов принята равной $h=30$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x=11$ м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h . \quad (28)$$

где $h_{эф}$ -эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотводов, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h . \quad (28)$$

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0 . \quad (28)$$

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) . \quad (28)$$

где r_{cx} -половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_{c0} . \quad (28)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

Результаты расчёта зоны защиты молниеотвода приведённые в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Результаты расчета защиты молниеотводов

Молниеотводы	L, м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r , м
1	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271

Вывод: по результатам данной таблицы построим зоны защиты молниеотводов для ПС.

8.3. Выбор и проверка ОПН для НН, СН и ВН подстанции Корфовская

Первоначальным условием выбора ОПН является максимальное рабочее напряжение сети:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (118)$$

Начнем выбор с НН стороны, предварительно выбираем ОПН-1-10/12.

$$15 \text{ кВ} \geq 12 \text{ кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НАИБ.ДОП} \geq U_{НАИБ.РАБ}; \quad (119)$$

$$U_{НАИБ.РАБ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}; \quad (120)$$

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = \frac{1,15 \cdot 12}{\sqrt{3}} = 7,97 \text{ кВ};$$

$$12 \text{ кВ} \geq 7,97 \text{ кВ}.$$

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты электрооборудования распределительных сетей на классы напряжения 3, 6, 10 кВ переменного тока частоты 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью от грозовых перенапряжений.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту. Величина коммутационных перенапряжений, является определяющей величиной при окончательном выборе ОПН, данное значение должно быть не ниже чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсов защищаемого электрооборудования при расчётном токе:

$$U_{\text{ост.к}} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15-1,2)}. \quad (122)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}.$$

где - $U_{исн50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 75 кВ [9].

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 75 = 128,49 \text{ кВ};$$

$$40,7 \leq 128,49 / (1,2) \text{ кВ};$$

$$40,7 \leq 107,07 \text{ кВ.}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0,15 - 0,25) . \quad (123)$$

где $U_{\text{доп}}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений, равный 57,9;

$$A_{вн} = \frac{(57,9 - 40,7)}{57,9} > 0,25 ;$$

$$A_{вн} = 0,3 > 0,25 .$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0,2 - 0,25) ; \quad (124)$$

$$A_{гр} = \frac{(57,9 - 40,7)}{57,9} > 0,25 ;$$

$$A_{гр} = 0,3 > 0,25 .$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 8.2 - Параметры ОПН-1-10/12

Тип ОПН	ОПН-1-10/12
Класс напряжения сети, кВ	10

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	5
Остающееся напряжение, кВ	75
Длина пути утечки, см	40
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	1,5

Аналогично произведем выбор для класса напряжения 10, 35 и 110 кВ.

Начнем выбор с СН стороны, предварительно выбираем ОПН-П1-35/40,5/10/2 – УХЛ1.

$$50,6 \text{ кВ} \geq 40,5 \text{ кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = \frac{1,15 \cdot 40,5}{\sqrt{3}} = 26,89 \text{ кВ};$$

$$40,5 \text{ кВ} \geq 26,89 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 190 = 325,5 \text{ кВ};$$

$$104 \leq 325,5 / (1,2) \text{ кВ};$$

$$104 \leq 271,25 \text{ кВ}.$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{\text{вн}}$.

$$A_{\text{вн}} = \frac{(140,6 - 104)}{140,6} > 0,25;$$

$$A_{вн} = 0,26 > 0,25.$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{зр}$:

$$A_{зр} = \frac{(140,6 - 104)}{140,6} > 0,25;$$

$$A_{зр} = 0,26 > 0,25.$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 8.2 - Параметры ОПН-П1-35/40,5/10/2 – УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-35/40,5/10/2 – УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	104
Длина пути утечки, см	168
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

Начнем выбор ВН стороны, предварительно выбираем ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1.

$$110 \text{ кВ} \geq 88 \text{ кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = \frac{1,15 \cdot 88}{\sqrt{3}} = 58,43 \text{ кВ};$$

$$88 \text{ кВ} \geq 58,43 \text{ кВ}.$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 480 = 822,31 \text{ кВ};$$

$$187 \leq 822,31 / (1,2) \text{ кВ};$$

$$187 \leq 685,26 \text{ кВ}.$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = \frac{(242,7 - 187)}{187} > 0,25;$$

$$A_{вн} = 0,3 > 0,25.$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = \frac{(242,7 - 187)}{187} > 0,25;$$

$$A_{гр} = 0,3 > 0,25.$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 8.2 - Параметры ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	88
Номинальный разрядный ток, кА	10

Остающееся напряжение, кВ	225
Длина пути утечки, см	390
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

9. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ЛЭП КОРФОВСКАЯ - ХЕХЦИР

По итогу расчётов послеаварийного, в ходе анализа токовой загрузки ЛЭП на выбранном участке системы, при отключении ХТЭЦ1, выявили необходимость выбора сечения провода более высокого значения для избежания чрезмерной загрузки проводов на участке ПС Корфовская – ПС Хехцир.

Загрузка линий при подключении прогнозируемой нагрузки составит 138,6%. Для повышения надежности, принято решение о сооружении второй линии выполненной проводом АС-240/32.

Исходя из климатических и конструктивных требований была выбрана унифицированная металлическая опора двухцепного исполнения П110 – 6, характеристики опоры представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Технические характеристики опоры П110-6

Наименования изделия	П110-6
Район по гололёду	III - IV
Ветровой район	III
Марка провод	АС-95, АС-150, АС-240
Размер в осях фундамента L, м	2,8
Высота опоры H, м	35
Примечание	Верхняя секция опоры сварная, покрыта холодным цинком

Линейная арматура предназначена для крепления к траверсе опоры гирлянды изоляторов, а также для крепления проводов у гирлянде.

В качестве крепления провода к гирлянде изоляторов используют поддерживающие зажимы.

Для крепления гирлянды к траверсам используются

В качестве данного крепления принимаем поддерживающий зажим АА-4-

3. Некоторые технические характеристики представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.1 – Технические характеристики зажима АА-4-3

Наименования изделия	АА-4-3
Номинальное сечение провода	185/24; 185/29; 205/27; 240/32; 240/39

10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ С ТРЕМЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

10.2. Релейная защита одного из трёх силового трансформатора на реконструируемой ПС

Релейная защита и автоматика (РЗА) играют важную роль в обеспечении безопасности и надежности работы электрических подстанций. В данный комплекс устройств входит максимальная токовая защита для каждой стороны трансформатора, дифференциальная токовая защита с торможением и защитой от всех видов КЗ трансформатора, газовая защита трансформатора и устройства РПН, включая контроль газовой изоляции каждого из них, максимальную токовую защиту трансформатора от перегрузки обмоток, автоматические устройства регулирования коэффициента трансформации, а также другие цепи технологических защит трансформатора.

В качестве устройства защиты на микропроцессорной основе будет рассмотрено оборудование на базе Сириус-Т.

Продольная дифференциальная защита имеет такие ступени как: быстродействующая дифференциальная токовая отсечка; чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания; контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию.

Результат подбора коэффициентов трансформации для трансформаторов тока приведён в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Расчёт коэффициентов трансформации

Наименование	Расчётная формула	Числовое значение для стороны		
		110	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на стороне одного защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	83,98	263,93	923,76

Коэффициент трансформации	K_I	100/5	300/5	1000/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{НОМ,с} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	4,4	4,62	4,85
РПН, %	-	16		

Быстродействующая дифференциальная токовая отсечка выбирается из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора и от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Произведём расчёт отстройки от броска тока намагничивания одного из силовых трансформаторов.

Включении силового трансформатора со стороны ВН, где отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Отношение амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равно $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{диф} / I_{НОМ}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф} / I_{НОМ} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{НОМ}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} \cdot \quad (103)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН, СН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ} = 0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{1220}{83,98} = 12,2.$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 10.1. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка $I_{\partial 1} / I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (104)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторым метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

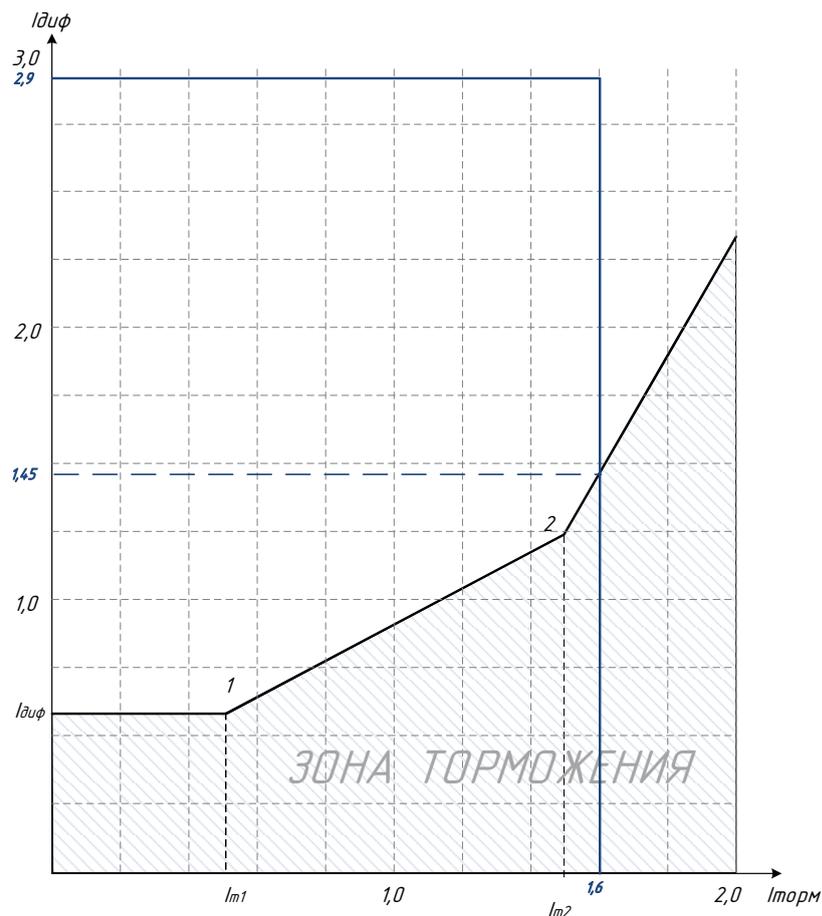


Рисунок 10.1 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-Т»

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ} . \quad (105)$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{НЬ.РАСЧ}}, \quad (106)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,34 I_{\text{СКВ}} = 0,442 I_{\text{СКВ}}, \quad (107)$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{\text{СН.Т}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{СКВ}}} = 1 - 0,5(k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) \quad (108)$$

$$k_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{\text{ТОРМ}} = 100 \frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{ТОРМ}}} = 100 k_{\text{ОТС}} (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) / k_{\text{СН.Т}} \quad (109)$$

$$k_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{\text{м1}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{I_{\text{о1}}}{I_{\text{НОМ}}} \frac{100}{k_{\text{ТОРМ}}} \quad (110)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 22}/I_{\partial 21}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 22}/I_{\partial 21} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}. \quad (111)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T=10 \text{ с.}$$

Проверяем коэффициент чувствительности защиты

$$K_{\text{чТ1}} = \frac{I_{\text{КЗ макс ВН}} \cdot \frac{115}{11} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{\text{сз. мин Т1}}} \quad (112)$$

$$K_{\text{чТ1}} = 7,041$$

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;
- максимальный рабочий ток трансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{р.мах}; \quad (113)$$

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 83,98 = 106,08 \text{ А.}$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

k_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MTЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t \quad (114)$$

$$t_{MTЗ} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Чувствительность МТЗ:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{697}{151} = 4,6 \geq 1,2$$

Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки, согласно ПУЭ, устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном}; \quad (115)$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 83,98 = 92,38 \text{ А}.$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;
 $I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$$t_{зп} = 9 \text{ с}.$$

Газовая защита

К основным защитам трансформатора относится газовая защита, работающая на отключение трансформатора.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла [5].

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем [5].

К достоинствам газовой защиты относят высокую чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простоту выполнения; способность защищать

трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам [5].

Однако, защита имеет ряд недостатков, основной из которых – не реагирование на повреждения, расположенные в зоне между трансформатором и выключателями. Также, защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. [5].

10.3. Релейная защита одной из ЛЭП

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110

1) Чувствительность. В сетях 110 кВ требуемая чувствительность устройств РЗ достигается сложнее, чем в сетях 6-35 кВ, так как:

2) Сети 110 кВ работают с заземленной нейтралью, следовательно, необходимо обеспечивать чувствительность устройств РЗА не только к междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110 кВ имеют сложную контурную конфигурацию с большим количеством источников питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ обеспечить очень сложно, так как могут случиться ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110 приводят к сложной конструкции защит. Поэтому в сетях 110 кВ применяются в разы более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.

Дистанционные защиты применяются в сетях по строению сетей, где по логике быстрогодействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с устройством направления мощности или без него.

Для обеспечения приведенных выше требований по защите линии принимаются шкафы серии ШМЗЛ. Так как они предназначены для использования в качестве основной и резервной защиты. А также может использоваться только как резервная защита одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Эти шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при раскачках и неполадках в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от короткого замыкания с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита;
- УРОВ с возможностью работы в режимах с автоматической проверкой исправности выключателя или с повторяющимся пуском с контролем от реле положения «включено».

10.4. Автоматика

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{НОМ}. \quad (28)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора;

$kв$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.в} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 125,51 = 138,72 \text{ А}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{сз.п.с} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 374,902 = 414,36 \text{ А}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.п.н} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1374,643 = 1519,34 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{втор.п} = \frac{I_{сз.п} \cdot K_{сх}}{n_{ТВН}}$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{втор.п.в} = \frac{138,72 \cdot 1}{200 / 5} = 3,468 \text{ А}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.С}} = \frac{414,474 \cdot 1}{500 / 5} = 4,144 \text{ A}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.Н}} = \frac{1519,34 \cdot \sqrt{3}}{1500 / 5} = 8,77 \text{ A}$$

Защита выполнена с действием на сигнал если ПС с дежурным персоналом персоналом и с действием на отключение 10-20 с. без персонала.

11. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ КОРФОВСКАЯ

11.1. Выбор эквивалента сети для расчета режимов

Выбранный участок сети охватывает все присоединения влияющие на загрузку трансформаторов подстанции Корфовская.

В качестве источников питания выбраны Хабаровская ТЭЦ1 (ХТЭЦ4) и ПС Хехцир.

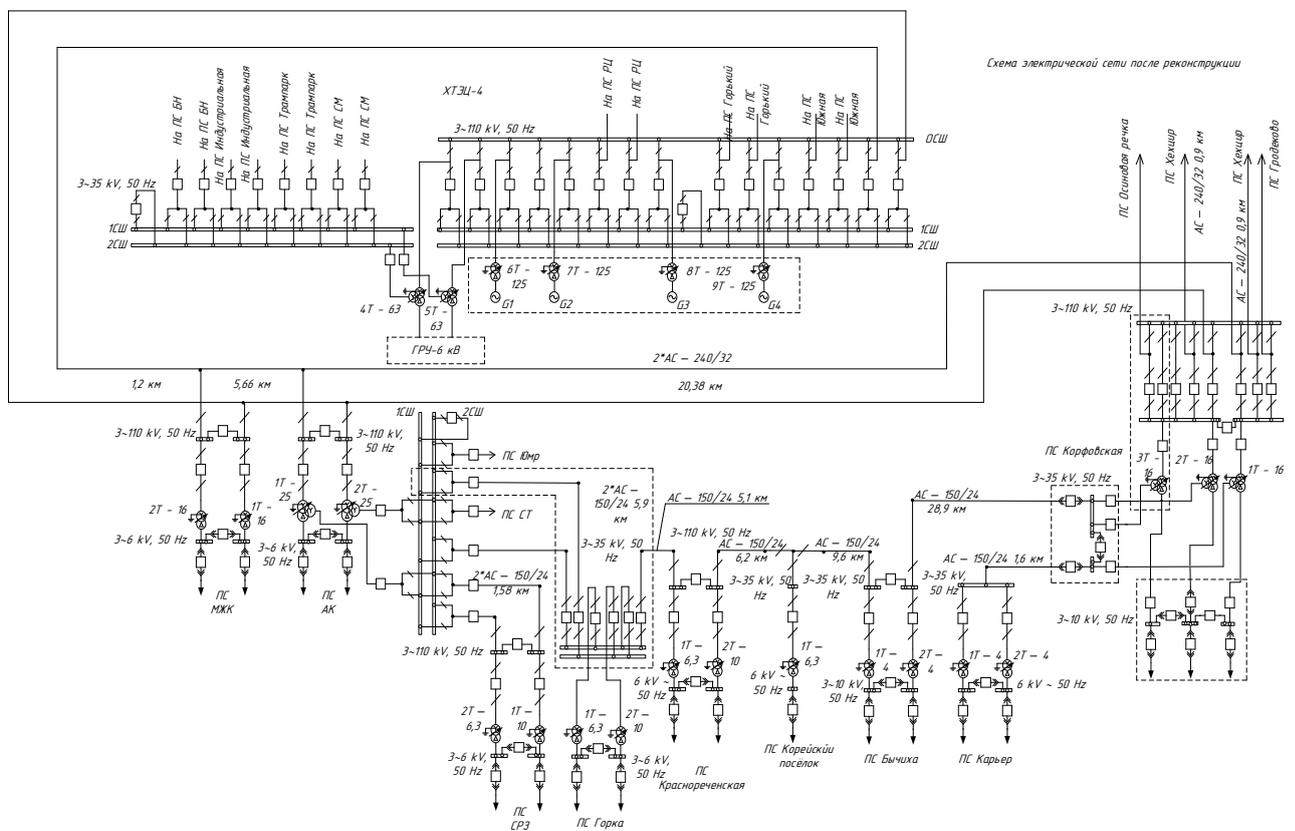


Рисунок 11.1 – Схема проектируемой сети

В данном эквиваленте сети наиболее полно отражено влияние реконструкция подстанции Корфовская, а также описанных в главах ранее источников питания. Эквивалентная схема сети представлена на рисунке 11.2.

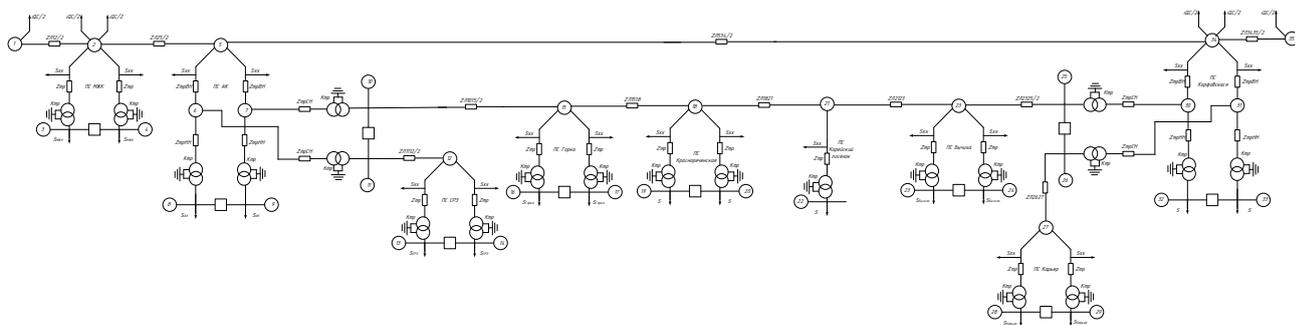


Рисунок 11.2 –Эквивалентированная схема сети

11.2. Подготовка исходных данных для расчета максимального и минимального режима

Длина, марка провода и их параметры для каждого участка в выбранном участке схеме ранее определённых в прошлых главах, представленн в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Характеристика реконструируемого эквивалента сети

Название участка сети	Сечение и марка провода	Длина линии, км
ПС Горка - ПС Краснореченская	АС – 150/24	5,1
ПС Краснореченская - ПС Корейский посёлок	АС – 150/24	6,2
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	АС – 150/24	9,6
ПС Корфовская - ПС Карьер	АС – 120/19	5,9
ПС АК - ПС Корфовская	АС – 240/32	26,86
ПС Корфовская - ПС Хехцир	АС – 240/32	0,9
ПС Бычиха - ПС Корфовская	АС – 150/24	28,9
ПС АК - ПС СРЗ	АС – 150/24	1,58
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	АС – 240/32	1,2
ПС МЖК - ПС АК	АС – 240/32	5,66

Для выполнения расчёта минмиального и максимального режимов составим схемы замещения и определим их параметры. Погонные параметры линии представлены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Погонные параметры линии

Марка провода	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	B_0 , $CM \cdot 10^{-4}$ /км
АС-150	0,198	0,42	2,7
АС-240	0,12	0,405	2,81

В прошлых главах, формулы для расчета погонных параметров линии были уже указаны, в таблицу 11.3 мы приведём уже итог расчёта.

Таблица 11.3 – Параметры реконструируемых линий

Наименование линии	R	X	B
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3
ПС МЖК ПС АК	0,91	2,33	15,56
ПС АК – ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88
ПС АК – ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26
ПС АК – ПС Горка	1,16	2,47	15,93
ПС ГОРКА – ПС Краснореченская	1	2,14	13,77
ПС Краснореченская ПС Корейский посёлок	1,22	2,6	16,74
ПС Корейский посёлок – ПС Бычиха	1,9	4,03	25,92
ВЛ 35 кВ ПС Бычиха - ПС Корфовская	5,72	12,13	78,03
ВЛ 35 кВ ПС Корфовская – ПС Карьер	7,19	12,34	76,87
ВЛ 110 кВ ПС Корфовская – ПС Хехцир	0,108	0,36	2,52

Имея рассчитанные параметры линии, рассчитаем максимальный и минимальный режим электрической сети в районе реконструкции подстанции Корфовская.

11.3. Расчет максимального режима и его анализ с новыми сечениями линий

Расчет максимального режима необходим для определения максимальных токов в сети и их распределения между различными элементами сети. Это позволяет выявить слабые места в сети, которые могут привести к перегрузкам и авариям. Также расчет максимального режима позволяет оценить устойчивость сети при различных нагрузках и определить необходимость изменения параметров сети для улучшения ее работы.

В главе ранее мы определили вариант реконструкции электрической сети, с учетом замены марки провода на более высокое сечение и сооружения дополнительных линий. Исходные данные представлены в таблице 11.4.

Используя прогнозируемые данные, полученные в результате расчёта, произведём расчет максимального режима сети. В результате получим значения отклонения напряжения в таблице 11.5.

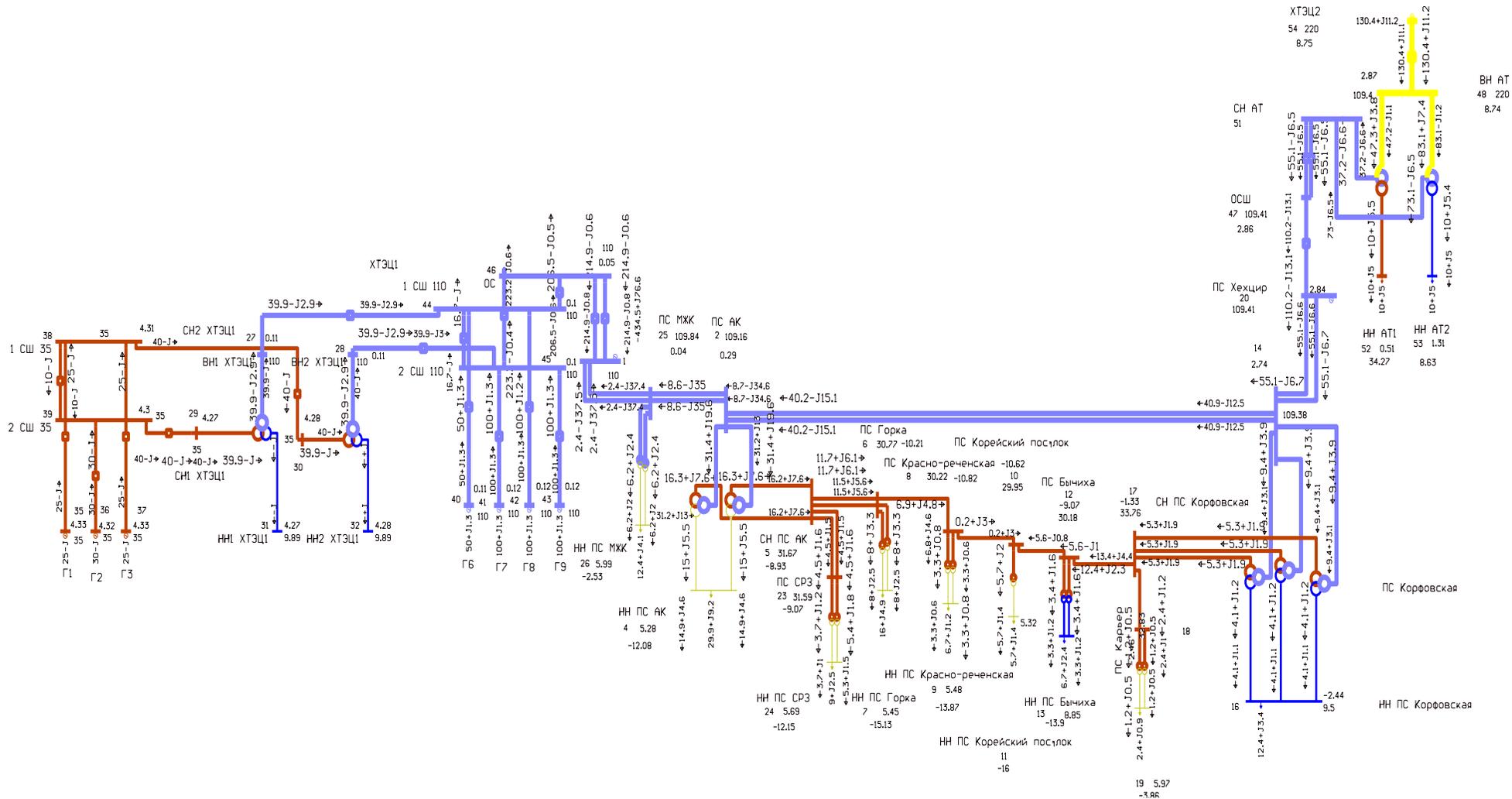


Рисунок 11.3-Схема максимального режима реконструируемой сети

Таблица 11.4 – Исходные данные в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в максимальном режиме

Тип	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,16	2,47	15,93	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,16	2,47	15,93	0
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Горка - ПС Красно-реченская	1	2,14	13,77	0
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,1843
ЛЭП	ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	1,22	2,6	16,74	0
Тр-р	ПС Корейский посёлок - НН ПС Корейский посёлок	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	1,9	4,03	25,92	0
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - Нейтраль ПС корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	Нейтраль ПС корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	Нейтраль ПС корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС Корфовская - ПС Карьер	7,19	12,34	76,87	0

Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88	0
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,1	0,36	2,52	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,1	0,36	2,52	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	5,72	12,13	78,03	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	0,91	2,33	15,56	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	0,91	2,33	15,56	0
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ВН1 ХТЭЦ1 - Н1 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	ВН2 ХТЭЦ1 - Н2 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - СН1 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - СН2 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - НН1 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - НН2 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Выкл	СН1 ХТЭЦ1 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	СН2 ХТЭЦ1 - 1 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г1	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 35 - Г2	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г3	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г6	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г8	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г7	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г9	0	0	0	0
Выкл	ВН1 ХТЭЦ1 - 1 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	ВН2 ХТЭЦ1 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ПС Хехцир - ОСШ	0	0	0	0
Тр-р	ВН АТ - Н АТ1	1,4	104	0	1
Тр-р	ВН АТ - Н АТ2	0,5	59,2	0	1
Тр-р	Н АТ1 - СН АТ	1,4	0	0	0,5
Тр-р	Н АТ2 - СН АТ	0,48	0	0	0,5
Тр-р	Н АТ1 - НН АТ1	2,8	195,6	0	0,16
Тр-р	Н АТ2 - НН АТ2	3,2	131	0	0,04
Выкл	ХТЭЦ2 - ВН АТ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0

Таблица 11.5 – Отклонение напряжения в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в максимальном режиме

Номер	Название	Уном	Узд	δU
1	ХТЭЦ1	115	110	-4,34
2	ПС АК	110	109,16	-0,75
3	нейтраль ПС АК	110	99,84	-9,23
21	нейтраль ПС АК	110	99,84	-9,23
4	НН ПС АК	6	5,28	-11,98
5	СН ПС АК	35	31,67	-9,5
6	ПС Горка	35	30,77	-12,07
7	НН ПС Горка	6	5,452	-9,12
8	ПС Красно-реченская	35	30,21	-13,66
9	НН ПС Красно-реченская	6	5,47	-8,7
10	ПС Корейский посёлок	35	29,95	-14,42
11	НН ПС Корейский посёлок	6	5,31	-11,36
12	ПС Бычиха	35	30,18	-13,76
13	НН ПС Бычиха	10	8,84	-11,53
14	ПС Корфовская	110	109,38	-0,56
15	нейтраль ПС Корфовская	110	106,28	-3,37
22	нейтраль ПС Корфовская	110	106,28	-3,37
16	НН ПС Корфовская	10	9,5	-4,95
17	СН ПС Корфовская	35	33,75	-3,54
18	ПС Карьер	35	32,83	-6,19
19	НН ПС Карьер	6	5,96	-0,52
20	ПС Хехцир	115	109,41	-4,85
23	ПС СРЗ	35	31,59	-9,72
24	НН ПС СРЗ	6	5,69	-5,08
25	ПС МЖК	110	109,83	-0,14
26	НН ПС МЖК	6	5,98	-0,22
27	ВН1 ХТЭЦ1	110	109,99	-0,001
28	ВН2 ХТЭЦ1	110	109,99	-0,001
29	СН1 ХТЭЦ1	35	35	0
30	СН2 ХТЭЦ1	35	35	0
31	НН1 ХТЭЦ1	10	9,88	-1,1
32	НН2 ХТЭЦ1	10	9,88	-1,1
33	Н1 ХТЭЦ1	110	109,88	-0,1
34	Н2 ХТЭЦ1	110	109,88	-0,1
35	Г1	35	35	0
36	Г2	35	35	0
37	Г3	35	35	0
38	1 СШ 35	35	35	0
39	2 СШ 35	35	35	0
40	Г6	115	110	-4,34
41	Г7	115	110	-4,34
42	Г8	115	110	-4,34
43	Г9	115	110	-4,34
44	1 СШ 110	115	109,99	-4,34
45	2 СШ 110	115	109,99	-4,34

46	ОС	115	109,99	-4,34
47	ОСШ	115	109,4	-4,86
48	ВН АТ	220	219,99	-0,002
49	Н АТ1	220	219,04	-0,43
50	Н АТ2	220	218,96	-0,46
51	СН АТ	110	109,4	-0,54
52	НН АТ1	35	34,26	-2,09
53	НН АТ2	10	8,62	-13,71
54	ХТЭЦ2	220	220	0
55	Нейтраль ПС корфовская	110	106,28	-3,34

В нормальном режиме напряжение в на некоторых узлах находятся в допустимых пределах 10%. Токовая нагрузка ЛЭП показана в таблице 11.6.

Таблица 11.6 – Токовая нагрузка в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в максимальном режиме

Название	Идоп.ДДТН	I max	I/I.dop, %
СН ПС АК - ПС Горка	450	239,9792	53,32871
СН ПС АК - ПС Горка	450	239,9792	53,32871
ПС Горка - ПС Красно-реченская	450	157,4303	34,98452
ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	450	57,62926	12,8065
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	450	109,1518	24,25596
СН ПС Корфовская - ПС Карьер	375	46,21259	12,32336
ПС АК - ПС Корфовская	610	227,0332	44,08411
ПС АК - ПС Корфовская	610	227,0332	44,08411
ПС Корфовская - ПС Хехцир	610	292,6018	47,96752
ПС Корфовская - ПС Хехцир	610	292,6018	47,96752
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	450	241,1786	53,51492
СН ПС АК - ПС СРЗ	450	87,54941	19,45542
СН ПС АК - ПС СРЗ	450	87,54941	19,45542
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	610	197,1988	38,29102
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	610	197,1988	38,29102
ПС МЖК - ПС АК	610	189,6409	36,82348
ПС МЖК - ПС АК	610	189,6409	36,82348

Подитожив можно сделать вывод, что все новосооруженные линии не выходят за пределы длительно допустимых значений тока.

11.4. Расчет минимального режима и его анализ с новыми сечениями линий

Для расчета минимального режима и анализа его с новыми сечениями линий необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить исходные данные:

- Нагрузка на линии, включая ток в линии, напряжение в начале и конце линии, сопротивление линии и т.д.

- Новые сечения линий, включая диаметр проводов, длину линии и т.д.

2. Создать математическую модель для описания линии:

- Уравнения для расчета тока в линии при заданном напряжении.

- Зависимости сопротивления линии от напряжения и температуры.

3. Рассчитать минимальный режим:

- Определить минимальное напряжение на линии, при котором ток в линии не превышает допустимого значения.

- Рассчитать минимальный ток в линии при этом напряжении.

4. Оценить влияние новых сечений линий на минимальный режим:

- Пересчитать сопротивление линии с учетом новых сечений проводов.

- Повторить расчет минимального режима с новыми данными.

5. Проанализировать результаты:

- Сравнить минимальные режимы при старых и новых сечениях линий.

- Оценить влияние изменения сечений на напряжение и ток в линии.

- Рассмотреть возможные способы оптимизации режима работы линии.

Расчет минимального режима электрической сети необходим для определения минимальных уровней напряжения и токов, которые должны быть обеспечены во время работы системы. Это позволяет оценить надежность работы сети, а также определить возможные перегрузки и аварии, которые могут возникнуть в случае изменения нагрузки или отключения элементов сети.

Кроме того, расчет минимального режима позволяет определить оптимальные параметры сети, такие как сечения проводов, мощность трансформаторов и т.д., которые обеспечивают максимальную эффективность и надежность работы системы.

В нормальном режиме напряжение в на некоторых узлах находятся в допустимых пределах 10%. Токовая загрузка ЛЭП показана в таблице 11.9.

Таблица 11.7 – Исходные данные в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в минимальном режиме

Тип	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,16	2,47	15,93	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,16	2,47	15,93	0
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Горка - ПС Красно-реченская	1	2,14	13,77	0
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	1,22	2,604	16,74	0
Тр-р	ПС Корейский посёлок - НН ПС Корейский посёлок	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	1,9	4,03	25,92	0
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - Нейтраль ПС корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	Нейтраль ПС корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	Нейтраль ПС корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС Корфовская - ПС Карьер	7,19	12,34	76,87	0
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88	0
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,1	0,36	2,52	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,1	0,36	2,52	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	5,72	12,13	78,03	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	5,72	12,13	78,03	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	0,91	2,33	15,56	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	0,91	2,33	15,56	0

Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ВН1 ХТЭЦ1 - Н1 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	ВН2 ХТЭЦ1 - Н2 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - СН1 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - СН2 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - НН1 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - НН2 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Выкл	СН1 ХТЭЦ1 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	СН2 ХТЭЦ1 - 1 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г1	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 35 - Г2	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г3	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г6	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г8	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г7	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г9	0	0	0	0
Выкл	ВН1 ХТЭЦ1 - 1 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	ВН2 ХТЭЦ1 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ПС Хехцир - ОСШ	0	0	0	0
Тр-р	ВН АТ - Н АТ1	1,4	104	0	1
Тр-р	ВН АТ - Н АТ2	0,5	59,2	0	1
Тр-р	Н АТ1 - СН АТ	1,4	0	0	0,5
Тр-р	Н АТ2 - СН АТ	0,48	0	0	0,5
Тр-р	Н АТ1 - НН АТ1	2,8	195,6	0	0,16
Тр-р	Н АТ2 - НН АТ2	3,2	131	0	0,04
Выкл	ХТЭЦ2 - ВН АТ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0

Таблица 11.8 – Отклонение напряжения в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в минимальном режиме

Номер	Название	Uном	Uзд	δU
1	2	3	4	5
1	ХТЭЦ1	115	105,5	-8,26
2	ПС АК	110	105,28	-4,28
3	нейтраль ПС АК	110	98,73	-10,23
21	нейтраль ПС АК	110	98,73	-10,23
4	НН ПС АК	6	5,24	-12,6
5	СН ПС АК	35	31,34	-10,44
6	ПС Горка	35	30,76	-12,1

7	НН ПС Горка	6	5,49	-8,34
8	ПС Красно-реченская	35	30,53	-12,75
9	НН ПС Красно-реченская	6	5,55	-7,39
10	ПС Корейский посёлок	35	30,57	-12,63
11	НН ПС Корейский посёлок	6	5,47	-8,67
12	ПС Бычиха	35	31,14	-11
13	НН ПС Бычиха	10	9,25	-7,48
14	ПС Корфовская	110	106,98	-2,74
15	нейтраль ПС Корфовская	110	104,15	-5,3
22	нейтраль ПС Корфовская	110	104,15	-5,3
16	НН ПС Корфовская	10	9,32	-6,75
17	СН ПС Корфовская	35	33,08	-5,48
18	ПС Карьер	35	32,3	-7,69
19	НН ПС Карьер	6	5,88	-1,91
20	ПС Хехцир	115	107,06	-6,90
23	ПС СРЗ	35	31,28	-10,61
24	НН ПС СРЗ	6	5,66	-5,58
25	ПС МЖК	110	105,44	-4,13
26	НН ПС МЖК	6	5,76	-3,96
27	ВН1 ХТЭЦ1	110	107,38	-2,37
28	ВН2 ХТЭЦ1	110	107,38	-2,37
29	СН1 ХТЭЦ1	35	34,98	-0,02
30	СН2 ХТЭЦ1	35	34,99	-0,025
31	НН1 ХТЭЦ1	10	9,88	-1,13
32	НН2 ХТЭЦ1	10	9,88	-1,13
33	Н1 ХТЭЦ1	110	109,84	-0,13
34	Н2 ХТЭЦ1	110	109,85	-0,13
35	Г1	35	35	0
36	Г2	35	35	0
37	Г3	35	35	0
38	1 СШ 35	35	34,99	-0,009
39	2 СШ 35	35	34,99	-0,01
40	Г6	115	107,85	-6,21
41	Г7	115	107,85	-6,21
42	Г8	115	107,85	-6,21
43	Г9	115	107,85	-6,21
44	1 СШ 110	115	107,38	-6,62
45	2 СШ 110	115	107,38	-6,62
46	ОС	115	106,44	-7,44
47	ОСШ	115	107,06	-6,89
48	ВН АТ	220	219,98	-0,007
49	Н АТ1	220	214,38	-2,55
50	Н АТ2	220	214,3	-2,58
51	СН АТ	110	107,07	-2,66
52	НН АТ1	35	33,5	-4,28
53	НН АТ2	10	8,43	-15,61
54	ХТЭЦ2	220	220	0
55	Нейтраль ПС корфовская	110	104,15	-5,3

Таблица 11.9 – Токовая загрузка в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в минимальном режиме

Название	Идоп.ДДТН	I max	I/I.dop, %
1	2	3	4
СН ПС АК - ПС Горка	450	155,85	34,63
СН ПС АК - ПС Горка	450	155,85	34,63
ПС Горка - ПС Красно-реченская	450	58,2	12,93
ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	450	67,18	14,92
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	450	150,98	33,55
СН ПС Корфовская - ПС Карьер	375	38,22	10,19
ПС АК - ПС Корфовская	610	226,88	44,05
ПС АК - ПС Корфовская	610	226,88	44,05
ПС Корфовская - ПС Хехцир	610	299,08	49,02
ПС Корфовская - ПС Хехцир	610	299,08	49,02
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	450	128,82	28,62
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	450	128,82	28,62
СН ПС АК - ПС СРЗ	450	70,2	15,6
СН ПС АК - ПС СРЗ	450	70,2	15,6
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	610	115,14	22,35
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	610	115,14	22,35
ПС МЖК - ПС АК	610	127,001	24,66
ПС МЖК - ПС АК	610	127,001	24,66

11.5. Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ в районе размещения подстанции Корфовкая

В послеаварийном режиме происходит прогнозирование ситуации с отключением одного трансформатора и одной линии. Для рассмотрения послеаварийного режима произведём отключение одного трансформатора на ПС Корфовская и отключение линии ПС Корфовская – ПС Хехцир.

Таблица 11.7 – Исходные данные в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в послеаварийном режиме

Тип	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	ПС АК - нейтраль ПС АК	1,5	56,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - НН ПС АК	1,5	35,7	0	0,05
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС АК - СН ПС АК	1,5	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,16	2,47	15,93	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС Горка	1,16	2,47	15,93	0
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС Горка - НН ПС Горка	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	0,88	10,1	0	0,18
Тр-р	ПС СРЗ - НН ПС СРЗ	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Горка - ПС Красно-реченская	1	2,14	13,77	0
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
Тр-р	ПС Красно-реченская - НН ПС Красно-реченская	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	1,22	2,6	16,74	0
Тр-р	ПС Корейский посёлок - НН ПС Корейский посёлок	1,4	14,6	0	0,18
ЛЭП	ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	1,9	4,03	25,92	0
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Бычиха - НН ПС Бычиха	2,6	23	0	0,3
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - Нейтраль ПС корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	ПС Корфовская - нейтраль ПС Корфовская	2,6	88,9	0	1
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	Нейтраль ПС корфовская - НН ПС Корфовская	2,6	52	0	0,09
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	нейтраль ПС Корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
Тр-р	Нейтраль ПС корфовская - СН ПС Корфовская	2,6	0	0	0,31
ЛЭП	СН ПС Корфовская - ПС Карьер	7,19	12,34	76,87	0
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
Тр-р	ПС Карьер - НН ПС Карьер	2,6	23	0	0,18
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88	0
ЛЭП	ПС АК - ПС Корфовская	4,35	11,09	73,88	0

ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,1	0,36	2,52	0
ЛЭП	ПС Корфовская - ПС Хехцир	0,1	0,36	2,52	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	5,72	12,13	78,03	0
ЛЭП	ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	5,72	12,13	78,03	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26	0
ЛЭП	СН ПС АК - ПС СРЗ	0,31	0,66	4,26	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3	0
ЛЭП	ХТЭЦ1 - ПС МЖК	0,19	0,49	3,3	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	0,91	2,33	15,56	0
ЛЭП	ПС МЖК - ПС АК	0,91	2,33	15,56	0
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ПС МЖК - НН ПС МЖК	4,38	86,7	0	0,05
Тр-р	ВН1 ХТЭЦ1 - Н1 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	ВН2 ХТЭЦ1 - Н2 ХТЭЦ1	0,5	22	0	1
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - СН1 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - СН2 ХТЭЦ1	0,5	0	0	0,31
Тр-р	Н1 ХТЭЦ1 - НН1 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Тр-р	Н2 ХТЭЦ1 - НН2 ХТЭЦ1	0,5	13,6	0	0,09
Выкл	СН1 ХТЭЦ1 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	СН2 ХТЭЦ1 - 1 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - 2 СШ 35	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г1	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 35 - Г2	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 35 - Г3	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г6	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - Г8	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г7	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - Г9	0	0	0	0
Выкл	ВН1 ХТЭЦ1 - 1 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	ВН2 ХТЭЦ1 - 2 СШ 110	0	0	0	0
Выкл	1 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	2 СШ 110 - ОС	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ОС - ХТЭЦ1	0	0	0	0
Выкл	ПС Хехцир - ОСШ	0	0	0	0
Тр-р	ВН АТ - Н АТ1	1,4	104	0	1
Тр-р	ВН АТ - Н АТ2	0,5	59,2	0	1
Тр-р	Н АТ1 - СН АТ	1,4	0	0	0,5
Тр-р	Н АТ2 - СН АТ	0,48	0	0	0,5
Тр-р	Н АТ1 - НН АТ1	2,8	195,6	0	0,16
Тр-р	Н АТ2 - НН АТ2	3,2	131	0	0,04
Выкл	ХТЭЦ2 - ВН АТ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0
Выкл	СН АТ - ОСШ	0	0	0	0

Таблица 11.8 – Отклонение напряжения в программе RASTRWIN3 в реконструируемой сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	Уном	Узд	δU
1	2	3	4	5
1	ХТЭЦ1	115	110	-4,34
2	ПС АК	110	109,17	-0,75
3	нейтраль ПС АК	110	100,35	-8,76
21	нейтраль ПС АК	110	100,35	-8,76
4	НН ПС АК	6	5,3	-11,51
5	СН ПС АК	35	31,83	-9,03
6	ПС Горка	35	31,02	-11,35
7	НН ПС Горка	6	5,5	-8,31
8	ПС Красно-реченская	35	30,6	-12,56
9	НН ПС Красно-реченская	6	5,55	-7,49
10	ПС Корейский посёлок	35	30,49	-12,87
11	НН ПС Корейский посёлок	6	5,42	-9,62
12	ПС Бычиха	35	30,95	-11,55
13	НН ПС Бычиха	10	9,09	-9,018
14	ПС Корфовская	110	109,28	-0,65
15	нейтраль ПС Корфовская	110	104,03	-5,42
22	нейтраль ПС Корфовская	110	104,03	-5,42
16	НН ПС Корфовская	10	9,26	-7,32
17	СН ПС Корфовская	35	33,01	-5,67
18	ПС Карьер	35	32,06	-8,39
19	НН ПС Карьер	6	5,82	-2,91
20	ПС Хехцир	115	109,35	-4,91
23	ПС СРЗ	35	31,76	-9,25
24	НН ПС СРЗ	6	5,72	-4,55
25	ПС МЖК	110	109,83	-0,14
26	НН ПС МЖК	6	5,98	-0,22
27	ВН1 ХТЭЦ1	110	109,99	0
28	ВН2 ХТЭЦ1	110	109,99	-0,02
29	СН1 ХТЭЦ1	35	35	
30	СН2 ХТЭЦ1	35	35	
31	НН1 ХТЭЦ1	10	9,88	-1,1
32	НН2 ХТЭЦ1	10	9,88	-1,1
33	Н1 ХТЭЦ1	110	109,88	-0,1
34	Н2 ХТЭЦ1	110	109,88	-0,1
35	Г1	35	35	0
36	Г2	35	35	0
37	Г3	35	35	0
38	1 СШ 35	35	35	0
39	2 СШ 35	35	35	0
40	Г6	115	110	-4,34
41	Г7	115	110	-4,34
42	Г8	115	110	-4,34
43	Г9	115	110	-4,34
44	1 СШ 110	115	109,99	-4,34

45	2 СШ 110	115	109,99	-4,34
46	ОС	115	109,99	-4,34
47	ОСШ	115	109,34	-4,91
48	ВН АТ	220	219,99	0
49	Н АТ1	220	218,92	-0,48
50	Н АТ2	220	218,84	-0,52
51	СН АТ	110	109,34	-0,59
52	НН АТ1	35	34,24	-2,15
53	НН АТ2	10	8,62	-13,77
54	ХТЭЦ2	220	220	0
55	Нейтраль ПС корфовская	110	0	0

В нормальном режиме напряжение в на некоторых участках сети в допустимых пределах 10%. Токовая нагрузка ЛЭП показана в таблице 11.9.

Таблица 11.9 – Токовая нагрузка в программе RASTRWIN3 в существующей сети при нормальном режиме

Название	Идоп. ДДТН	I max	I/I.dop, %
СН ПС АК - ПС Горка	450	219,38	48,75
СН ПС АК - ПС Горка	450	219,38	48,75
ПС Горка - ПС Красно-реченская	450	118,72	26,38
ПС Красно-реченская - ПС Корейский посёлок	450	47,19	10,48
ПС Корейский посёлок - ПС Бычиха	450	137,3	30,51
СН ПС Корфовская - ПС Карьер	375	47,3	12,61
ПС АК - ПС Корфовская	610	224,89	43,66
ПС АК - ПС Корфовская	610	224,89	43,66
ПС Корфовская - ПС Хехцир	610	0	0
ПС Корфовская - ПС Хехцир	610	585,15	95,92
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	450	135,34	30,07
ПС Бычиха - СН ПС Корфовская	450	135,34	30,07
СН ПС АК - ПС СРЗ	450	87,08	19,35
СН ПС АК - ПС СРЗ	450	87,08	19,35
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	610	195,52	37,96
ХТЭЦ1 - ПС МЖК	610	195,52	37,96
ПС МЖК - ПС АК	610	188,18	36,54
ПС МЖК - ПС АК	610	188,18	36,54

12. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Энергетика является основой промышленности хозяйства всего мира. По степени воздействия на окружающую среду, объекты энергетики относят к числу наиболее интенсивно влияющих на биосферу. Развитие энергетики определяются уровнем надежности и экологической безопасности энергообъектов, а также защитой при возникновении чрезвычайных ситуаций. В связи с вышесказанным, для данного проекта будут рассмотрены (Реконструкция электрических сетей 110 кВ Хабаровского края в районе подстанции Корфовская напряжением 110 кВ) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ эксплуатации электроустановок ;
- экологичность, связанная с расчетом шума, создаваемым трансформаторами ;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появляться в процессе эксплуатации электрооборудования.

12.1 Безопасность

Безопасность эксплуатации трансформаторов является важным аспектом эксплуатации электроэнергетических систем. Трансформаторы используются для преобразования напряжения и тока в электрической сети, и неправильное использование или эксплуатация могут привести к серьезным авариям и повреждениям оборудования.

Для обеспечения безопасности эксплуатации трансформаторов необходимо соблюдать следующие меры:

1. Регулярное техническое обслуживание: Трансформаторы должны проходить регулярно техническое обслуживание, включающее проверку состояния изоляции, проверку уровня масла и других параметров.
2. Соблюдение правил безопасности: Эксплуатация трансформаторов

должна осуществляться в соответствии с правилами безопасности, включая правила установки, эксплуатации и обслуживания.

3. Обучение персонала: Персонал, работающий с трансформаторами, должен пройти обучение по технике безопасности и правилам эксплуатации.

4. Использование качественного оборудования: Необходимо использовать только качественное оборудование для трансформаторов, которое соответствует всем требованиям безопасности.

5. Регулярный мониторинг: Необходимо регулярно проводить мониторинг состояния трансформаторов и выявлять возможные проблемы до того, как они станут серьезными.

Соблюдение этих мер поможет обеспечить безопасность эксплуатации трансформаторов и предотвратить возможные аварии и повреждения оборудования.

Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативно-ремонтный или оперативный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [1]:

1) Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических

перчатках.

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой медицинской помощи.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником работником.

4.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [2]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассадотридогачиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих

устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор. [2].

В основном, работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на некоторую высоту. Самым производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем, с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах ВЛ относят в верхолазным, поэтому при выполнении работ на опорах, проводах, грозозащитных тросах необходимо точно выполнять правила техники безопасности [6].

На участках пересечений подвес проводов и тросов должен быть выполнен только после отключения и установки надежного устройства заземления рабочего пролета действующей части ВЛ.

На высоте в открытых местах производство монтажных работ при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Для того что бы избежать травмы в результате падения с высоты каких-либо инструментов или деталей, категорически запрещено находится под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время проведения работ, атак же запрещается сбрасывать с высоты опоры какие-либо предметы.

Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 110 кВ Корфовская.

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [1].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том,

что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [1].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

12.2 Экологичность

Также важно учитывать влияние трансформаторов на здоровье человека. Шумовое загрязнение может вызывать проблемы со здоровьем, такие как нарушения сна и головные боли. Кроме того, длительное воздействие электромагнитного излучения может привести к различным заболеваниям, таким как рак и сердечные заболевания.

Таким образом, экологичность трансформаторов - это сложный вопрос, который требует комплексного подхода. Важно учитывать все факторы и разрабатывать меры по снижению негативного воздействия на окружающую среду и здоровью человека.

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

- 1) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- 2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- 3) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);

4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Причал установлены 2 трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДТН – 16000/110. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [3].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 12.2.

Таблица 12.1 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения,кВ	Тип территории
2	Трехобмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла система охлаждения вида «Д»	16	110	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории

прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учётом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [5].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [4].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Корфовская» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 14.1).

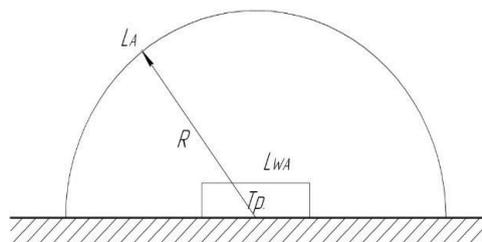


Рисунок 14.1– Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо отношение:

$$L_{PA} = L_A - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (72)$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (73)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке.

Расстояния R_1 , R_2 и l известны – $R_1=425$ м, $R_2=445$ м и $l=20$ м.

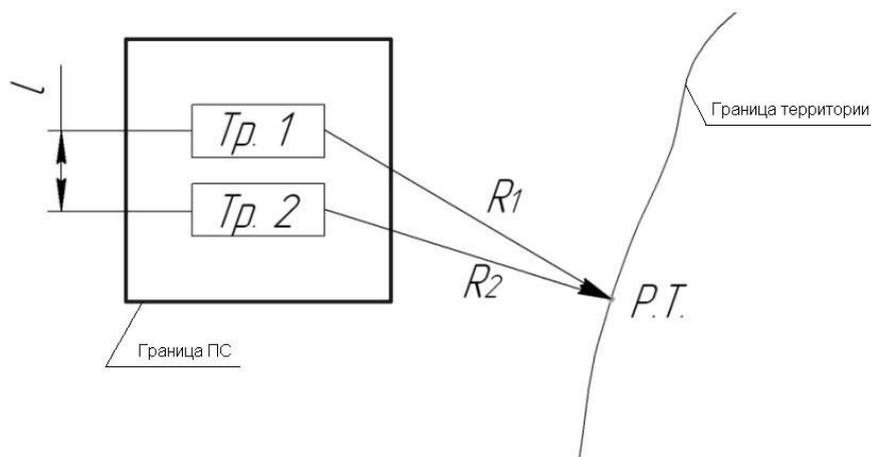


Рисунок 14.2 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0} \quad (74)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0} \quad (74)$$

$$L_{A1} = 89 - 10 \lg \frac{2\pi 425^2}{1} = 28,45 \text{ дБА}$$

$$L_{A2} = 89 - 10 \lg \frac{2\pi 445^2}{1} = 28,05 \text{ дБА}$$

Суммарный уровень шума в расчётной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{Ai}}; \quad (76)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \times 28,450} + 10^{0,1 \times 28,051}) = 31,26 \text{ дБА.}$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарно-гигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{AZ} \leq ДУ_{L_A},$$

где $ДУ_{L_A}$ – допустимый уровень шума

31.26<45.

Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации при эксплуатации трансформаторов могут возникнуть по разным причинам, например: короткое замыкание, перегрузка, повреждение изоляции, неправильное заземление и т.д. В случае возникновения чрезвычайной ситуации необходимо немедленно отключить трансформатор от сети и принять меры по устранению неисправности.

При коротком замыкании необходимо быстро отключить трансформатор от сети, проверить целостность изоляции и устранить причину короткого замыкания. Если короткое замыкание произошло внутри трансформатора, то его необходимо заменить.

Перегрузка трансформатора может привести к перегреву обмоток и повреждению изоляции. Чтобы избежать перегрузки, необходимо правильно выбирать мощность трансформатора и не перегружать его.

Повреждение изоляции может произойти из-за старения, механических повреждений или воздействия высоких температур. Для предотвращения повреждения изоляции необходимо регулярно проводить профилактические работы и следить за состоянием трансформатора.

Неправильное заземление может привести к поражению электрическим током и повреждению оборудования. Чтобы избежать этого, необходимо правильно заземлить трансформатор и следить за его состоянием.

В случае возникновения любой чрезвычайной ситуации при эксплуатации трансформатора необходимо немедленно принять меры по ее устранению и сообщить о ней в соответствующие органы.

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая скидывается на определённой территории в результате аварии, природного явления создавшего

опасность, катастрофы или другого стихийного бедствия, которые могут повлечь или уже повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб жизни и здоровью людей или окружающей среде, так же значительные материальные потери и нанесение ущерба условиям жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [5]:

максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;

применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [5]:

устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы, были решены следующие задачи:

- Проанализирована существующая электрическая схема Хабаровского края.
 - Выбран участок сети;
 - Выбрано 4 конкурентоспособных варианта;
 - Спрогнозированы вероятностные характеристики;
 - Выбраны силовые трансформаторы;
 - Произведен технико-экономический анализ вариантов;
 - Выбран наиболее выгодный вариант;
 - Произведен расчет режимов сети;
 - Рассчитаны токи короткого замыкания;
 - Выбрано оборудование;
 - Рассчитано заземление и молниезащита подстанции;
 - Выбрано устройство релейной защиты трансформатора;
 - Определена экономическая эффективность проекта;
 - Рассчитано безопасность и экологичность подстанции;
- Выбранное оборудование проходит по условиям различных режимов работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хабаровский край // Географическое положение URL: <https://mszn27.ru/sites/files/mszn/docs/khabkrai.htm> (дата обращения: 17.07.2023).
2. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации "Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023 - 2028 годы" от 28.02.2023 // Министерство энергетики Российской Федерации. - 2023 г. - № 108
3. Стандарт организации оао «ФСК ЕЭС» "схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения" от 20.12.2007 № 184-ФЗ // ОАО «ФСК ЕЭС». - 2007 г. - № 441
4. Федеральный закон от 03.07.2016 "О внесении изменений в Федеральный закон "Об охране окружающей среды" и отдельные законодательные акты Российской Федерации в части создания лесопарковых зеленых поясов" от 17.06.2016 № 353-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. - 2017 г. - Ст. 62.4
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003). Серия 17 Выпуск 19 / Колл.авт. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010 — 56 с.
6. Короткевич М. А., Старжинский А. Л. Оценка целесообразности сооружения подстанций напряжением 330 кв с тремя силовыми трансформаторами [Текст] / Короткевич М. А., Старжинский А. Л. // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. — 2012. — № . — С. 10-16.
7. Гуденов, В. П., Мятников, И. С. открытые распределительные устройства (ОРУ) [Текст] / В. П. Гуденов, И. С. Мятников // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». — 2020. — № 8. — С. 143-146.
8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации "О Порядке

расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" от 22.07.2015 № 38151 // Министерство энергетики Российской Федерации. – 2015.

9. ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции" от 01.01.1999 // Межгосударственный стандарт. - 1998