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

«_____» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция участка электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края, включающая в себя подстанции Западная и Давыдовка

Исполнитель
студент группы 942-об2 _____ Е.Н. Журавлева
(подпись, дата)

Руководитель
профессор, доктор. техн. наук _____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Консультант: по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук _____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____ Л.А. Мясоедова
(подпись, дата)

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 *Журавлевой Екатерины Николаевны*
1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция участка электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края, включающая в себя подстанции Западная и Давыдовка* (утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *Материалы производственной и преддипломной практики*
вопросов): *1. Характеристика района реконструкции электрической сети; 2. Расчет и анализ электрических нагрузок рассматриваемого района; 3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети; 4. Выбор оптимального варианта реконструкции; 5. Расчет токов короткого замыкания; 6. Реконструкция подстанции Западная; 7. Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС; 8. Конструктивное исполнение ЛЭП при реконструкции; 9. Релейная защита и автоматика при реконструкции электрической сети; 10. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции; 11. Инвестиционная привлекательность принятого варианта; 12. Безопасность и экологичность.*
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *1. Однолинейная схема существующей сети; 2. Однолинейные схемы электрических сетей варианта №1 и №2; 3. Подробная однолинейная схема подстанции Западная; 4. Молниезащита ОРУ 110 кВ ПС Западная; 5. Релейная защита и автоматика электрической сети; 6. Нормальный и послеаварийный режим после реконструкции.*
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_____

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 178 с., 22 рисунка, 81 таблица, 168 формул, 2 приложения, 33 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ПРОГНОЗ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТ, РЕЖИМ, ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ОБОРУДОВАНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция участка электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края, включающая в себя подстанции Западная и Давыдовка.

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что объект выполнен на реальную тему из списка работодателя АО «ДРСК».

Цель заключается в получении схемы после реконструкции, которая будет отвечать современным требованиям надежности, эффективности и экономичности.

В результате после реконструкции была получена оптимальная схема электрической сети, которая соответствует современным требованиям, а также обладает наибольшей пропускной способностью.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки 8
Определения, обозначения, сокращения 9
Введение 10
1 Характеристика района реконструкции электрической сети 12
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края 12
1.2 Характеристика электрических сетей района реконструкции ПС Западная – ПС Давыдовка 15
1.3 Выбор эквивалента электрической сети и анализ существующих режимов 20
1.3.1 Выбор эквивалента рассматриваемого участка электрической сети 20
1.3.2 Параметры для расчета режимов 21
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей 38
2. Расчёт и анализ электрических нагрузок рассматриваемого района с учетом прогноза 39
2.1 Расчет вероятностно-статистическим методом по результатам контрольных замеров 39
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС 42
3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети 45
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции 45
3.1.1 Выбор типов схем распределительных устройств ПС Западная и ПС Давыдовка 54
3.2 Выбор номинального напряжения 55

3.3 Компенсация реактивной мощности 55
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих 56
3.4.1 Выбор сечений ВЛ 56
3.4.2 Выбор сечений ЛЭП нового поколения 58
3.4.3 Выбор сечений КЛ 60
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети 62
4. Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети 63
4.1 Капитальные вложения 63
4.1.1 Расчет потерь электроэнергии 66
4.2 Расчет эксплуатационных издержек 67
4.3 Определение статических приведенных затрат и ЧДД 68
5 Расчет токов короткого замыкания 71
5.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС Западная в ПВК RastrWin3 71
5.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК 72
5.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3 73
6. Реконструкция подстанции Западная 79
6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции при реконструкции 79
6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН 80
6.3 Выбор и проверка выключателей 82
6.4 Выбор и проверка разъединителей 88
6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 90
6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 95
6.7 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов 198
6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд 101
6.9 Выбор и проверка ячеек КРУ (возможно модулей) 102

7 Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС 104
7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет 104
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты 109
7.3 Выбор и проверка ОПН 111
7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС 117
8 Конструктивное исполнение ЛЭП при реконструкции рассматриваемого участка и ее молниезащита 121
9 Релейная защита и автоматика при реконструкции 125
9.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети 125
9.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС 127
9.3 Релейная защита одной из ЛЭП 132
9.4 Автоматика 140
10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети 143
10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов 143
10.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов 143
10.3 Подготовка исходных данных для расчета 144
10.4 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок) 149
10.5 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок) 154
10.6 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ 158
11 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети (+ статья). 163
12 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети 166
12.1 Безопасность 166

12.1.1 Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок 166
12.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ 167
12.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ 167
12.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора 168
12.2 Экологичность 169
12.3 Чрезвычайные ситуации 174
Заключение 177
Библиографический список 178
Приложение А 199
Приложение Б 202

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей бакалаврской работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 1516.3-96 ЕСКД Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ требования к электрической прочности изоляции

РД 153-34.3-03.285-2002 3 ЕСКД Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ

ГОСТ 32144-2013 ЕСКД Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 52735-2007 ЕСКД Короткие замыкания в электроустановках

СТО 56947007-29.060.50.268-2019 ЕСКД Указания по проектированию ВЛ 110 кВ с неизолированными проводами нового поколения

СТО 56947007-29.240.037-2010 ЕСКД Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании

СТО 56947007-29.240.30.047-2010 ЕСКД Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ

ГОСТ 9920-89 ЕСКД Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность ВКР заключается в том, что объект выполнен на реальную тему из списка работодателя АО «ДРСК».

Характеристика проблемы исследования в условиях эксплуатации происходит рост потерь электрической энергии в сети 110-35 кВ и перебойное электроснабжение потребителей.

Объект исследования выпускной квалификационной работы: электрические сети классом напряжения 110-35 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» с центром питания Артёмовская ТЭЦ в Надеждинском районе на инновационной основе;

Цель данной ВКР является получении схемы после реконструкции, которая будет отвечать современным требованиям надежности, эффективности и экономичности.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- выявить проблемные места;
- выполнить расчет токов короткого замыкания;
- разработать варианты реконструкции сети рассматриваемого района;
- разработать варианты и выбрать наиболее оптимальный;

Для урегулирования поставленных задач в предложенной выпускной квалификационной работе была представлена краткая характеристика района проектирования, взят эквивалент рассматриваемого участка сети, произведен расчет и анализ электрических нагрузок с учетом прогноза, получены два варианта реконструкции сети Приморского края, выбран самый эффективный с точки зрения экономичности. Рассчитаны токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах, выбрано оборудование на подстанции. Произведен расчет заземления и молниезащиты проектируемой подстанции. Был выполнен расчет основных и резервных защит трансформатора. Произведен расчет и анализ максимальных, минимальных и послеаварийных режимов

после реконструкции сети. Произведена оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции. Описана безопасность и экологичность выбранного варианта реконструкции сети.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались ПВК MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края

Район реконструкции электрической сети ПС Западная - ПС Давыдовка расположен в пределах Артемовского городского округа (пос. Угловое) и Надеждинского района. Рассматриваемый район включает в себя ПС 110 кВ Западная, Шахта-7, Кипарисово, Раздольное-1, Пушкинская, Де-Фриз, Казармы, Славянка и ПС 35 кВ Надеждинская, Шмидтовка, Соловей ключ, Таврическая, Угловая, Заводская, Ключевая, Шахтовая, Артемовская, Спутник, Кролевцы и имеет два источника питания Артемовская ТЭЦ и ПС Давыдовка. Рассматриваемая сеть располагается в Приморском крае.

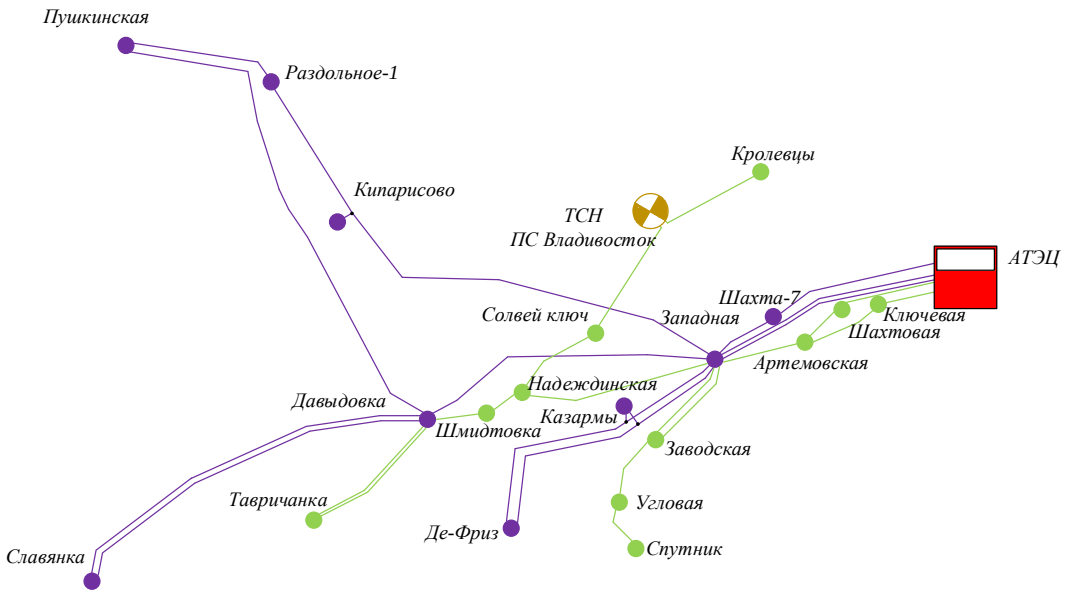


Рисунок 1 – Карта – схема рассматриваемого участка

Приморский край заполняет юго-восточную окраину России. Он располагается в южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. Приморский край на западе граничит – с Китаем, а на севере граничит с Хабаровским

краем, а на юге и востоке омывается Японским морем. В состав края входят многочисленные острова: Рекорда, Русский Путятин, Аскольд и другие.

Рисунок 2 – Приморский край

Климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Скоростной напор ветра, м/с	3,53
Район по ветровому давлению	IV
Нормативное ветровое давление, Па	800
Интенсивность проводов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Удельная плотность ударов молнии $1/(км^2 \cdot год)$	1

Продолжение таблицы 1

1	2
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Степень загрязнения атмосферы	II
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, ºС	+4,9
Средний минимум, ºС	+2,0
Абсолютный минимум, ºС	- 31,4
Средний максимум, ºС	+9,0
Абсолютный максимум, ºС	+33,6
Глубина промерзания грунта, м	1,75
Состав грунта	Каменистый грунт, открытый песчаный

Сложный рельеф края создает множество разнообразий в климате его отдельных районов. Даже в пределах одного и того же физико-географического района можно заметить отличие в погодных условиях. Они зависят от многих причин: высоты местности, защиты от господствующих ветров, направления горных склонов и долин.

Хотя Приморский край находится на одних широтах с черноморским побережьем Кавказа и Крыма, климат его заметно суровее. Это объясняется географическим положением края. Приморский край находится рядом с Тихим океаном.

В общем, на формирование климата Приморья оказывают влияние географическое положение, движение воздушных масс, характер подстилающей поверхности.

Климатическая характеристика и территориальные особенности рассматривались на основе статической информации и нормативных документов [23].

1.2 Характеристика электрических сетей района реконструкции ПС Западная – ПС Давыдовка

Рассматривая район реконструкции, ПС Западная – ПС Давыдовка входит в электроэнергетическая систему (ЭЭС) Приморского края, которая функционирует в составе Объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Востока.

ЭЭС Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Связана с энергосистемой Хабаровского края и ЕАО (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ) следующими линиями:

- ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36;

На территории энергосистемы Приморского края выделено четыре крупных энергорайона электрических сетей:

– Южные электрические сети;
– Центральные электрические сети;
– Западные электрические сети;
– Северные электрические сети.

Энергорайон Южных электрических сетей, в свою очередь, подразделяется на следующие районы:

– энергорайон города Владивостока;
– район г. Находки (с учетом АО «Оборонэнерго»);
– район между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

Исследуемый район проектирования относится к энергорайону города Артема. ПС 110 кВ Давыдовка и ПС 110 кВ Западная и присоединяющие к ней подстанции расположены в переделах Артемовского городского округа и, следовательно, относятся к району между Партизанской ГРЭС и Артемовской ТЭЦ.

В качестве источника питания выбрана ПС Давыдовка и Артемовская ТЭЦ.

Подстанция Западная одна из наиболее крупнейших узловых подстанций юга Приморья, обеспечивающая электроэнергией поселки Угловое Артемовского городского округа, поселок Новый и село Вольно-Надеждинское Надеждинского района.

В 2014 году на подстанции сделали установку двух новых силовых трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый. В результате вдвое увеличили объем электроэнергии, выдаваемый в распределительные сети и необходимый как для текущих потребителей, так и для подключения новых. Мощность энергообъекта составила 330 МВА. В 2019 году – смонтировано дополнительное третье РУ напряжением 6 кВ.

Подстанция «Давыдовка» так же, как и «Западная» имеет три уровня номинальных напряжений 110\35\6 кВ два трехобмоточных трансформатора. При этом от напряжения 35 кВ ПС «Давыдовка» получают питание подстанции «Тавричанка», по воздушной линии марки провода АС-70, АС-95, АС-120, 120 на протяжении 5,3 км и «Шмидтовка» по воздушной линии марки провода АС-70, АС-95, АС-120 на протяжении 18,2 км.

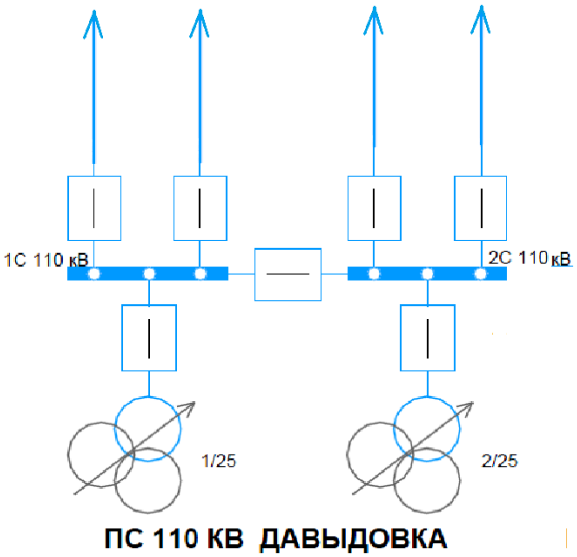


Рисунок 3 – Электрическая схема ПС Давыдовка

Установленная мощность Артемовской ТЭЦ – 400 МВт, а тепловая

мощность – 297 Гкал/час.

Станция работает по определенному тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч.

Генерирующее оборудование станции включает 4 турбоагрегата ТВФ-100 мощностью по 100 МВт.

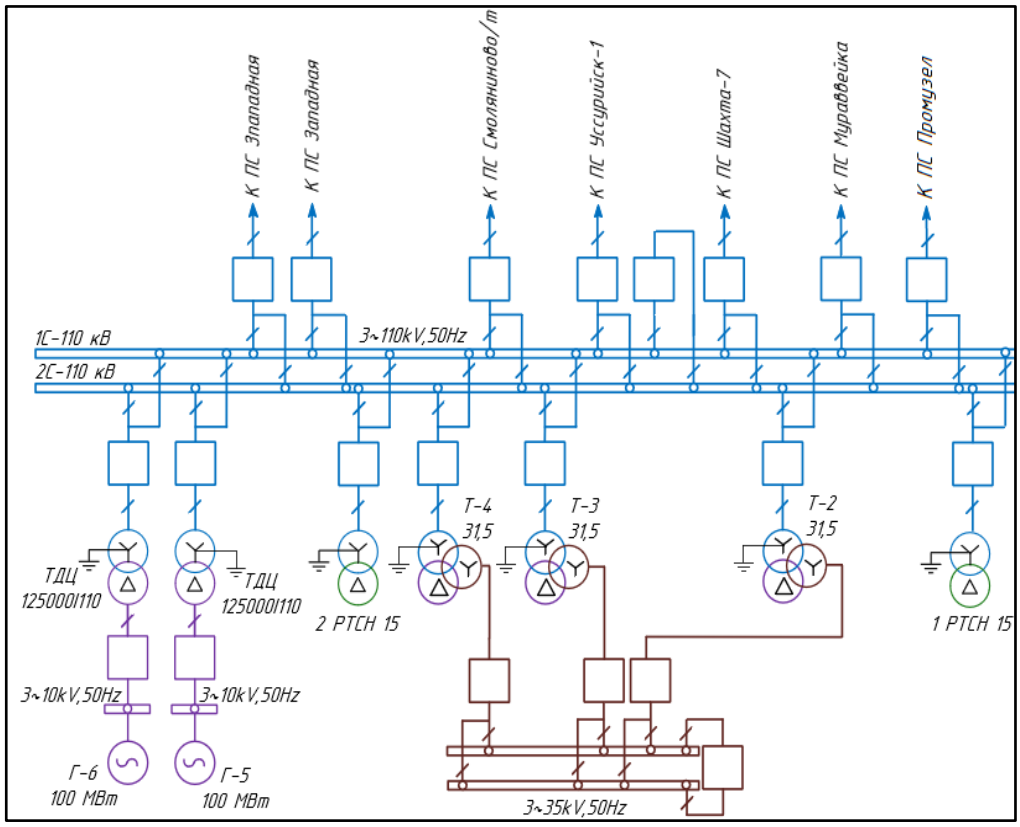


Рисунок 4 – Электрическая схема Артемовской ТЭЦ

Произведем анализ подстанций, которые расположены в районе реконструкции. Данные о трансформаторной мощности и схемах РУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ подстанций

Наименование Подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. х МВА	Схема распределительного устройства
1	2	3
Западная	2х40	ОРУ 110/35/6кВ – Две рабочие и обходная системы шин (№13Н)
Давыдовка	2х25	ОРУ 110/35/6 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№9)
Шахта-7	2х16	ОРУ 110/6 кВ – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№4Н)
Кипарисово	1х6,3	ОРУ 110/10 кВ – Блок (линия трансформатор) с разъединителем (№1)
Раздольное-1	1х16	ОРУ 110/35/10 кВ – Блок (линия трансформатор) с выключателем (№3Н)
Пушкинская	2х16	ОРУ 110/35/10 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Казармы	2х10	ОРУ 110/10 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Де-Фриз	2х10	ОРУ 110/6 кВ – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№4Н)
Шмидтовка	2х2,5	ОРУ 35/6 кВ – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (№5АН)
Надеждинская	2х16	ОРУ 35/6 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Соловей ключ	2х6,3	ОРУ 35/6 кВ – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (№5АН)
Тавричанка	2х5,6	ОРУ 35/6 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Кролевцы	2х25	ОРУ 110/35/6 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Артемовская	2х16	ОРУ 35/6 - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Заводская	2х6,3	ОРУ 35/6 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Угловая	2х16	ОРУ 35/6 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№4Н)
Ключевая	2х4	ОРУ 35/6 - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Шахтовая	2х10	ОРУ 35/6 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№9)
Спутник	2х25	ОРУ 110/35/6 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№4Н)
Славянка	2х6,3	ОРУ 110/35/10 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)

Также для выполнения работы рассмотрим линии электропередачи, связывающие подстанции, расположенные в районе реконструкции. Ниже в таблице 3 приведены данные линии.

Таблица 3 – Характеристики ЛЭП района реконструкции

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка и сечение провода	Минимальное сечение провода, мм^2	Допустимый ток, А	
				при t +25ºС	при t -20ºС
1	2	3	4	5	6
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	110	АСКП-240	240	600	600
ВЛ АТЭЦ – Западная	110	2хАС-150	150	450	500
ВЛ Шахта – 7 – Западная	110	АС-120, М-70	70	337	435
ВЛ Западная – Давыдовка	110	АС-120, М-70	70	337	435
ВЛ Западная – Надеждинская	35	АС-150, М-50	50	275	355
ВЛ Западная – Артемовская	35	АС-70, М-70	70	265	342
ВЛ Западная – Казармы	110	2хАСКП-120	120	375	484
ВЛ Казармы – Де-Фриз	110	2хАСКП-120	120	375	484
ВЛ Надеждинская – Шмидтовка	35	АС -70	70	265	342
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	35	АС-70	70	265	342
ВЛ Западная - Кипарисово	110	АС-120	120	375	484
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	110	АС-120	120	375	484
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	110	АС-120	120	422	544

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150	150	375	484
ВЛ Давыдовка – Славянка	110	2хАС-120	120	300	300
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	35	2хАС-70	70	265	342
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	35	АС-70	70	265	342
ВЛ Соловей ключ – ТСН	35	АС-70	70	265	342
ВЛ ТСН – Кролевцы	35	АС-120	120	265	342
ВЛ Артемовская – Ключевая	35	АС-50	50	210	271
ВЛ Ключевая - АТЭЦ СН	35	АС-120	120	265	342

1.3 Выбор эквивалента электрической сети и анализ существующих режимов

1.3.1 Выбор эквивалента рассматриваемого участка электрической сети

В существующем режиме анализируем по результатам контрольных замеров, так как предполагается реконструкция участка ПС Давыдовка – ПС Западная целесообразно выбрать эквивалент схемы сети и произвести расчет по контрольным замерам установившегося режима, а также произвести сравнение с напряжениями в узлах, для того чтобы проверить достоверность выбранного эквивалента.

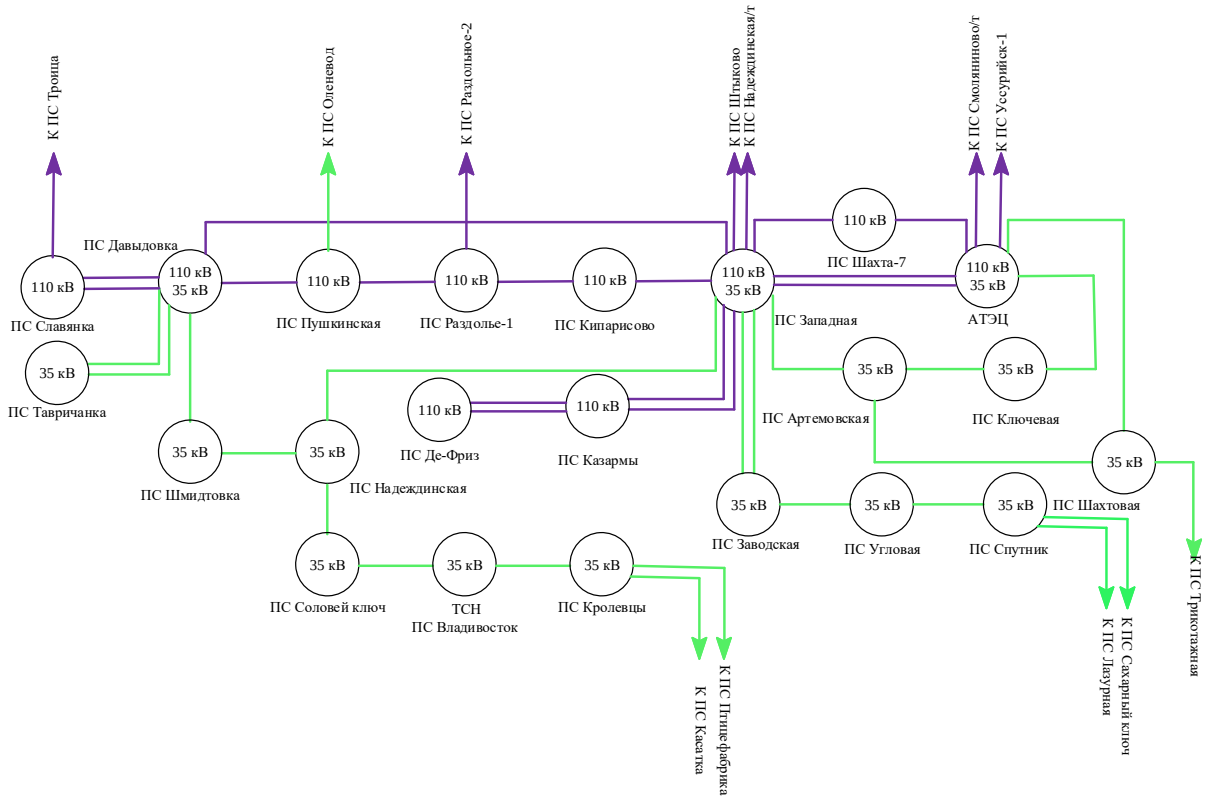


Рисунок 5 – Граф рассматриваемого участка электрической сети

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПВК RastrWin3.

Эквивалент рассматриваемого участка сети охватывает следующие подстанции: Западная, Шахта-7, Кипарисово, Раздольное-1, Пушкинская, Артемовская, Надеждинская, Шмидтовка, Казармы, Де-Фриз, Спутник, Кролевцы, Тавричанка, Шахтовая, Ключевая, Соловей ключ, Угловая, Заводская, Славянка. Источник питания ПС Давыдовка и Артемовская ТЭЦ.

1.3.2 Параметры для расчета режимов

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое ее параметрами в определенный момент времени.

Изучив параметры разных режимов (нормальных, ремонтных, послеаварийных), можно обнаружить узкие места в сети и предоставить бесперебойное и надежное питание потребителей.

В выпускной квалификационной работе для расчета режимов применен ПВК RastrWin3. Для того, чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin3, требуется рассчитать параметры определенных элементов электрической сети: трансформаторов, линий и т.д., такие как, коэффициенты трансформации, проводимости, сопротивления.

Для расчета режима в ПВК RastrWin3 [11] необходимо рассчитать параметры трансформаторов и линий.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G_{ВЛ} = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где g_0 – погонная активная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \tag{5}$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \tag{6}$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \tag{7}$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \tag{8}$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \tag{9}$$

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВт.

Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Вырабатываемой активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности задаются генераторы.

В таблицах 4,5 приведены данные для расчета режимов.

Таблица 4 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Рн, МВт	Qн, Мвар	Рг, МВт	Qг, Мвар	Uзд, кВ	Qmin	Qmax
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	Артемовская ТЭЦ	110	155,4	15,9	0	0	0	0	0
Ген	2	Г5 АТЭЦ НН	10	9,5	7,3	0	49,65	10,5	-100	100
Ген	3	Г6 АТЭЦ НН	10	10,2	8,5	0	50,60	10,5	-100	100
Нагр	4	ПС Шахта-7 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	ПС Шахта-7 НН	6	19,6	7,6	0	0	0	0	0
Нагр	6	ПС Западная ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	7	ПС Западная нейтр1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	8	ПС Западная нейтр2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	9	ПС Западная СН1	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	10	ПС Западная СН2	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	11	ПС Западная НН1	6	15	3	0	0	0	0	0
Нагр	12	ПС Западная НН2	6	6,6	1,3	0	0	0	0	0
Нагр	13	ПС Кипарисово ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	14	ПС Кипарисово НН	10	2,9	0,5	0	0	0	0	0
Нагр	15	ПС Раздольное-1 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	16	ПС Раздольное-1 нейтр	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	ПС Раздольное-1 СН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	ПС Раздольное-1 НН	10	9	2,4	0	0	0	0	0
Нагр	19	ПС Пушкинская ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	20	ПС Пушкинская СН1	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	ПС Пушкинская НН1	10	0,3	0,1	0	0	0	0	0
Нагр	22	ПС Пушкинская нейтр 1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	23	ПС Пушкинская СН2	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	24	ПС Пушкинская НН2	10	0,3	0,1	0	0	0	0	0
Нагр	25	ПС Пушкинская нейтр 2	110	0	0	0	0	0	0	0
База	26	ПС Давыдовка ВН	110	0	0	415,7	11,73	115	-100	100
Нагр	27	ПС Давыдовка нейтр1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	28	ПС Давыдовка нейтр2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	29	ПС Давыдовка СН1	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	30	ПС Давыдовка СН2	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	31	ПС Давыдовка НН1	6	13,5	4	0	0	0	0	0
Нагр	32	ПС Давыдовка НН2	6	17,3	5,2	0	0	0	0	0
Нагр	33	ПС Казармы	110	3	1	0	0	0	0	0
Нагр	34	нейтр АТЭЦ 1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	35	ПС Де-Фриз	110	6	1,8	0	0	0	0	0
Нагр	36	нейтр АТЭЦ 2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	37	ПС Славянка	110	16	3,1	0	0	0	0	0
Нагр	39	ПС Надеждинская ВН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	40	ПС Надеждинская НН	6	17	3,4	0	0	0	0	0
Нагр	41	ПС Шмидтовка ВН	35	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	42	ПС Шмидтовка НН	6	3,5	0,7	0	0	0	0	0
Нагр	43	ПС Тавричанка	35	6,4	4,8	0	0	0	0	0
Нагр	44	ПС Артемовская ВН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	45	ПС Артемовская НН	6	19	3,8	0	0	0	0	0
Нагр	46	ПС Ключевая ВН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	47	ПС Ключевая НН	6	0,9	0,2	0	0	0	0	0
Нагр	48	ПС Шахтовая ВН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	49	ПС Шахтовая НН	6	11,5	2,3	0	0	0	0	0
Нагр	50	ПС Заводская ВН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	51	ПС Заводская НН	6	3,6	0,7	0	0	0	0	0
Нагр	52	ПС Угловая ВН	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	53	ПС Угловая НН	6	15	3	0	0	0	0	0
Ген	54	ПС Спутник	35	19,2	4,8	0	18,36	35	-100	100
Нагр	55	ПС Соловей ключ	35	3,5	0,7	0	0	0	0	0
Нагр	56	СН АТЭЦ	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	57	ТСН ПС Владивосток	35	0,5	0,1	0	0	0	0	0
Ген	58	ПС Кролевцы	35	9,6	1,9	0	16,37	35	-100	100
Нагр	59	отпайка Казармы	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	60	отпайка Де-Фриз	110	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 5 – Параметры ветвей

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	1	2	Артемовская ТЭЦ - Г5 АТЭЦ НН	0,47	12,77	187,8	0	0,09
Тр-р	1	3	Артемовская ТЭЦ - Г6 АТЭЦ НН	0,56	12,88	93,9	0	0,09
Тр-р	1	34	Артемовская ТЭЦ - нейтр АТЭЦ 1	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Тр-р	1	36	Артемовская ТЭЦ - нейтр АТЭЦ 2	0,8	35,5	18,15	3,25	1
ЛЭП	1	6	Артемовская ТЭЦ - ПС Западная ВН	7,67	16,285	-104,69	0	0
ЛЭП	1	6	Артемовская ТЭЦ - ПС Западная ВН	7,67	16,285	-104,69	0	0
ЛЭП	1	4	Артемовская ТЭЦ - ПС Шахта-7 ВН	5,09	9,16	-50	0	0
Тр-р	34	56	нейтр АТЭЦ 1 - СН АТЭЦ	0,8	0	0	0	0,318
Тр-р	36	56	нейтр АТЭЦ 2 - СН АТЭЦ	0,8	0	0	0	0,318
ЛЭП	60	35	отпайка Де-Фриз - ПС Де-Фриз	2,75	4,76	-29,5	0	0
ЛЭП	60	33	отпайка Де-Фриз - ПС Казармы	2,75	4,76	-29,5	0	0
ЛЭП	59	35	отпайка Казармы - ПС Де-Фриз	2,75	4,76	-29,5	0	0
ЛЭП	59	33	отпайка Казармы - ПС Казармы	2,75	4,76	-29,5	0	0
Тр-р	44	45	ПС Артемовская ВН - ПС Артемовская НН	0,45	8,4	65,16	13,33	0,171
Тр-р	44	45	ПС Артемовская ВН - ПС Артемовская НН	0,45	8,4	65,16	13,33	0,171
ЛЭП	44	46	ПС Артемовская ВН - ПС Ключевая ВН	2,63	1,76	0	0	0
ЛЭП	44	48	ПС Артемовская ВН - ПС Шахтовая ВН	1,218	1,23	0	0	0
Тр-р	26	27	ПС Давыдовка ВН - ПС Давыдовка нейтр1	1,5	56,9	13,23	0	1
Тр-р	26	28	ПС Давыдовка ВН - ПС Давыдовка нейтр2	1,5	56,9	13,23	0	1
ЛЭП	26	37	ПС Давыдовка ВН - ПС Славянка	21,32	36,56	-227,75	0	0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	26	37	ПС Давыдовка ВН - ПС Славянка	21,32	36,56	-227,75	0	0
Тр-р	27	31	ПС Давыдовка нейтр1 - ПС Давыдовка НН1	1,5	35,7	0	0	0,0545
Тр-р	27	29	ПС Давыдовка нейтр1 - ПС Давыдовка СН1	1,5	0	0	0	0,318
Тр-р	28	32	ПС Давыдовка нейтр2 - ПС Давыдовка НН2	1,5	35,7	0	0	0,054
Тр-р	28	30	ПС Давыдовка нейтр2 - ПС Давыдовка СН2	1,5	0	0	0	0,318
ЛЭП	29	41	ПС Давыдовка СН1 - ПС Шмидтовка ВН	7,78	7,86	0	0	0
ЛЭП	30	43	ПС Давыдовка СН2 - ПС Таврическая	2,26	2,28	0	0	0
ЛЭП	30	43	ПС Давыдовка СН2 - ПС Таврическая	2,26	2,28	0	0	0
Тр-р	50	51	ПС Заводская ВН - ПС Заводская НН	1,4	14,6	46,29	7,51	0,171
Тр-р	50	51	ПС Заводская ВН - ПС Заводская НН	1,4	14,6	46,29	7,51	0,171
ЛЭП	50	52	ПС Заводская ВН - ПС Угловая ВН	0,362	1,22	0	0	0
ЛЭП	6	60	ПС Западная ВН - отпайка Де-Фриз	2,75	4,76	-29,5	0	0
ЛЭП	6	59	ПС Западная ВН - отпайка Казармы	2,75	4,76	-29,5	0	0
ЛЭП	6	26	ПС Западная ВН - ПС Давыдовка ВН	0,29	0,51	-81,3	0	0
Тр-р	6	7	ПС Западная ВН - ПС Западная нейтр1	0,8	35,5	18,15	0	1
Тр-р	6	8	ПС Западная ВН - ПС Западная нейтр2	0,8	35,5	18,15	0	1
ЛЭП	6	13	ПС Западная ВН - ПС Кипарисово ВН	4,98	8,54	-53,22	0	0
Тр-р	7	11	ПС Западная нейтр1 - ПС Западная НН1	0,8	22,3	0	0	0,055
Тр-р	7	9	ПС Западная нейтр1 - ПС Западная СН1	0,8	0	0	0	0,324
Тр-р	8	12	ПС Западная нейтр2 - ПС Западная НН2	0,8	22,3	0	0	0,055
Тр-р	8	10	ПС Западная нейтр2 - ПС Западная СН2	0,8	0	0	0	0,324
ЛЭП	9	50	ПС Западная СН1 - ПС Заводская ВН	0,36	1,215	0	0	0
ЛЭП	10	44	ПС Западная СН2 - ПС Артемовская ВН	4,79	4,84	0	0	0
ЛЭП	10	50	ПС Западная СН2 - ПС Заводская ВН	0,36	1,215	0	0	0
Тр-р	13	14	ПС Кипарисово ВН - ПС Кипарисово НН	14,7	220,4	3,8	0	0,09
ЛЭП	13	15	ПС Кипарисово ВН - ПС Раздольное-1 ВН	2,26	3,88	-24,206	0	0
Тр-р	46	47	ПС Ключевая ВН - ПС Ключевая НН	2,6	23	32,65	5,47	0,171
Тр-р	46	47	ПС Ключевая ВН - ПС Ключевая НН	2,6	23	32,65	5,47	0,171
ЛЭП	46	56	ПС Ключевая ВН - СН АТЭЦ	2,49	4,14	0	0	0
ЛЭП	39	9	ПС Надеждинская ВН - ПС Западная СН1	1,62	3,32	0	0	0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	39	40	ПС Надеждинская ВН - ПС Надеждинская НН	0,45	8,4	65,16	13,33	0,171
Тр-р	39	40	ПС Надеждинская ВН - ПС Надеждинская НН	0,45	8,4	65,16	13,33	0,171
ЛЭП	39	55	ПС Надеждинская ВН - ПС Соловей ключ	4,28	4,32	0	0	0
ЛЭП	19	26	ПС Пушкинская ВН - ПС Давыдовка ВН	6,26	13,29	-85,48	0	0
Тр-р	19	22	ПС Пушкинская ВН - ПС Пушкинская нейтр 1	2,6	88,9	12,1	0	1
Тр-р	19	25	ПС Пушкинская ВН - ПС Пушкинская нейтр 2	2,6	88,9	12,1	0	1
Тр-р	22	21	ПС Пушкинская нейтр 1 - ПС Пушкинская НН1	2,6	52	0	0	0,09
Тр-р	22	20	ПС Пушкинская нейтр 1 - ПС Пушкинская СН1	2,6	0	0	0	0,318
Тр-р	25	24	ПС Пушкинская нейтр 2 - ПС Пушкинская НН2	2,6	52	0	0	0,09
Тр-р	25	23	ПС Пушкинская нейтр 2 - ПС Пушкинская СН2	2,6	0	0	0	0,318
ЛЭП	15	19	ПС Раздольное-1 ВН - ПС Пушкинская ВН	1,82	3,87	-24,9	0	0
Тр-р	15	16	ПС Раздольное-1 ВН - ПС Раздольное-1 нейтр	2,6	88,9	12,1	0	1
Тр-р	16	18	ПС Раздольное-1 нейтр - ПС Раздольное-1 НН	2,6	52	0	0	0,09
Тр-р	16	17	ПС Раздольное-1 нейтр - ПС Раздольное-1 СН	2,6	0	0	0	0,318
ЛЭП	55	57	ПС Соловей ключ - ТСН ПС Владивосток	6,46	6,52	0	0	0
ЛЭП	52	54	ПС Угловая ВН - ПС Спутник	3,78	3,81	0	0	0
Тр-р	52	53	ПС Угловая ВН - ПС Угловая НН	0,45	8,4	65,2	13,3	0,171
Тр-р	52	53	ПС Угловая ВН - ПС Угловая НН	0,45	8,4	65,2	13,3	0,171
ЛЭП	4	6	ПС Шахта-7 ВН - ПС Западная ВН	0,16	0,25	-1,6	0	0
Тр-р	4	5	ПС Шахта-7 ВН - ПС Шахта-7 НН	4,38	86,7	8,5	0	0,0555
Тр-р	4	5	ПС Шахта-7 ВН - ПС Шахта-7 НН	4,38	86,7	8,5	0	0,0555
Тр-р	48	49	ПС Шахтовая ВН - ПС Шахтовая НН	0,96	11,1	53,97	9,78	0,171
Тр-р	48	49	ПС Шахтовая ВН - ПС Шахтовая НН	0,96	11,1	53,97	9,78	0,171
ЛЭП	48	56	ПС Шахтовая ВН - СН АТЭЦ	1,296	3,304	0	0	0
ЛЭП	41	39	ПС Шмидтовка ВН - ПС Надеждинская ВН	5,2	5,27	0	0	0
Тр-р	41	42	ПС Шмидтовка ВН - ПС Шмидтовка НН	6,4	31,9	22,45	4,16	0,171
Тр-р	41	42	ПС Шмидтовка ВН - ПС Шмидтовка НН	6,4	31,9	22,45	4,16	0,171
ЛЭП	57	58	ТСН ПС Владивосток - ПС Кролевцы	3,82	6,35	0	0	0

В таблицах 6,7 сведены рассчитанные параметры максимального режима. Режим подобен нормальному, поскольку всё необходимое оборудование служит в работе, но нагрузки являются максимальными.

Таблица 6 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25ºС	при t -20ºС
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	АСКП-240	484	600	600
ВЛ АТЭЦ – Западная	2хАС-150	291	450	500
ВЛ Шахта – 7 – Западная	АС-120, М-70	570	337	435
ВЛ Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	859	337	435
ВЛ Западная – Надеждинская	АС-150, М-50	480	275	355
ВЛ Западная – Артемовская	АС-70, М-70	170	265	342
ВЛ Западная – Казармы	2хАСКП-120	23	375	484
ВЛ Казармы – Де-Фриз	2хАСКП-120	16	375	484
ВЛ Надеждинская – Шмидтовка	АС -70	132	265	342
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	АС-70	177	265	342
ВЛ Западная - Кипарисово	АС-120	13	375	484
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	АС-120	10	375	484
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	АС-120	54	422	544
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	АС-150	57	375	484
ВЛ Давыдовка – Славянка	2хАС-120	41	300	300
ВЛ Давыдовка – Таврическая	2хАС-70	68	265	342
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	АС-70	331	265	342
ВЛ Соловей ключ – ТСН	АС-70	290	265	342
ВЛ ТСН – Кролевцы	АС-120	286	265	342
ВЛ Артемовская – Ключевая	АС-50	118	210	271
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	АС-120	134	265	342
ВЛ Артемовская – Шахтовая	АС-70	56	265	342
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	АС-185	257	510	658
ВЛ Западная – Заводская	2хАС-240	152	605	780
ВЛ Заводская – Угловая	АС-240	534	337	435
ВЛ Угловая Спутник	АС-70	388	265	342

Таблица 7 – Расчетные значения напряжений в узлах при нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,17	3,80
ПС Западная 35 кВ	35	35,91	2,60
ПС Западная 6 кВ	6	6,13	2,11
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	34,39	1,75
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,10	1,65
ПС Шахта-7 110 кВ	110	114,05	3,98
ПС Шахта-7 6 кВ	6	6,13	2,17
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,40	1,72
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,94	1,02
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,56	1,24
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,79	3,48
ПС Артемовская 35 кВ	35	34,18	2,34
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,73	4,54
ПС Казармы 110 кВ	110	114,00	3,64
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	113,95	3,59
ПС Кипарисово 110 кВ	110	113,99	3,62
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,12	1,24
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	111,32	1,20
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,40	1,14
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,89	1,10
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,20	3,81
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,29	3,68
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,27	2,65
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,71	0,83
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,92	1,37
ПС Шахтовая 35 кВ	35	34,33	1,91
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,77	3,85
ПС Заводская 35 кВ	35	35,89	2,54
ПС Заводская 6 кВ	6	6,10	1,65
ПС Угловая 35 кВ	35	35,77	2,20
ПС Угловая 6 кВ	6	6,03	0,53
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,53	4,21
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,58	4,05

В приведенном режиме токовые нагрузки ЛЭП не выходят за рамки длительно допустимых, напряжения в узлах также не достигает допустимых пределов. В приложении А показана графическая схема максимального режима.

Для обоснования эквивалента сети, необходимо сделать сравнительный анализ напряжений, взятых с нормального режима, а также с контрольных замеров и определить отклонение напряжения.

Таблица 8 – Сравнение значений напряжения

Название	С контрольных замеров напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	106,09	114,17	8,08
ПС Западная 35 кВ	34,16	35,91	1,75
ПС Западная 6 кВ	5,79	6,13	0,34
ПС Давыдовка 110 кВ	102,25	115,00	12,75
ПС Давыдовка 35 кВ	33,57	34,39	0,82
ПС Давыдовка 6 кВ	5,76	6,10	0,34
ПС Шахта-7 110 кВ	107,15	114,05	6,90
ПС Шахта-7 6 кВ	5,44	6,13	0,69
ПС Надеждинская 35 кВ	33,12	34,40	1,28
ПС Надеждинская 6 кВ	5,87	5,94	0,07
ПС Шмидтовка 35 кВ	30,82	34,56	3,73
ПС Шмидтовка 6 кВ	5,12	5,79	0,67
ПС Артемовская 35 кВ	32,82	34,18	1,36
ПС Артемовская 6 кВ	5,36	5,73	0,37
ПС Казармы 110 кВ	106,02	114,00	7,98
ПС Де-Фриз 110 кВ	105,97	113,95	7,68
ПС Кипарисово 110 кВ	105,11	113,99	8,88
ПС Кипарисово 10 кВ	9,85	10,12	0,27
ПС Раздольное-1 110 кВ	104,74	111,32	6,58
ПС Раздольное-1 35 кВ	32,59	35,40	2,81
ПС Раздольное-1 10 кВ	9,27	9,89	0,62
ПС Пушкинская 110 кВ	104,15	114,20	10,05
ПС Пушкинская 35 кВ	31,52	36,29	4,77
ПС Пушкинская 10 кВ	9,03	10,27	1,24
ПС Славянка 110 кВ	111,26	113,44	2,18
ПС Тавричанка 35 кВ	31,85	34,02	2,17
ПС Ключевая 35 кВ	32,74	34,71	1,97
ПС Ключевая 6 кВ	5,23	5,92	0,69
ПС Шахтовая 35 кВ	33,75	34,33	0,58
ПС Шахтовая 6 кВ	5,36	5,77	0,41
ПС Заводская 35 кВ	34,24	35,89	1,65
ПС Заводская 6 кВ	5,86	6,10	0,24
ПС Угловая 35 кВ	33,42	35,77	2,35
ПС Угловая 6 кВ	5,23	6,03	0,8
ПС Спутник 35 кВ	34,19	35	0,81
ПС Соловей ключ 35 кВ	32,22	33,53	1,31
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35,95	33,58	2,37
ПС Кролевцы 35 кВ	35,95	35	0,95

Таким образом можно определить, что исходя из сравнения эквивалент является действительным, а значит с этим эквивалентом можно продолжать предстоящую работу.

Для учета объемов работ по реконструкции следует также произвести расчет послеаварийных режимов и отключить линии с наибольшей токовой загрузкой, тем самым выявить узкие места эквивалента сети. Этими участками являются ПС Шахта-7 – ПС Западная, ПС Западная – ПС Давыдовка, ПС Заводская– ПС Угловая, ПС Угловая – ПС Спутник.

Первым таким режимом будет являться отключение одного из трансформаторов на ПС Давыдовка, это нужно для определения коэффициента перегрузки силового трансформатора, а также для допустимой продолжительности работы.

В приложении А представлена графическая схема данного режима.

Далее производится расчет послеаварийных режимов, в которых будут отключаться самые загруженные ЛЭП рассматриваемого участка.

1. Режим отключения ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка.

Таблица 9 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25ºС	при t -20ºС
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	АСКП-240	116	600	600
ВЛ АТЭЦ – Западная	2хАС-150	582	450	500
ВЛ Шахта – 7 – Западная	АС-120, М-70	573	337	435
ВЛ Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	-	337	435
ВЛ Западная – Надеждинская	АС-150, М-50	480	275	355
ВЛ Западная – Артемовская	АС-70, М-70	270	265	342
ВЛ Западная – Казармы	2хАСКП-120	23	375	484
ВЛ Казармы – Де-Фриз	2хАСКП-120	16	375	484
ВЛ Надеждинская – Шмидтовка	АС -70	138	265	342
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	АС-70	182	265	342
ВЛ Западная - Кипарисово	АС-120	12	375	484
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	АС-120	11	375	484

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	АС-120	54	422	544
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	АС-150	57	375	484
ВЛ Давыдовка – Славянка	2хАС-120	41	300	300
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	2хАС-70	68	265	342
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	АС-70	330	265	342
ВЛ Соловей ключ – ТСН	АС-70	289	265	342
ВЛ ТСН – Кролевцы	АС-120	286	265	342
ВЛ Артемовская – Ключевая	АС-50	81	210	271
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	АС-120	97	265	342
ВЛ Артемовская – Шахтовая	АС-70	49	265	342
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	АС-185	205	510	658
ВЛ Западная – Заводская	2хАС-240	152	605	780
ВЛ Заводская – Угловая	АС-240	451	337	435
ВЛ Угловая Спутник	АС-70	384	265	342

Таблица 10 – Расчетные значения напряжений в узлах, в режиме отключения Западная - Давыдовка

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,17	3,79
ПС Западная 35 кВ	35	35,94	2,69
ПС Западная 6 кВ	6	6,13	2,22
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	34,39	1,75
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,10	1,72
ПС Шахта-7 110 кВ	110	108,85	1,05
ПС Шахта-7 6 кВ	6	5,83	2,84
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,42	1,62
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,78	3,62
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,58	1,20
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,79	3,43
ПС Артемовская 35 кВ	35	33,66	3,83
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,64	6,06
ПС Казармы 110 кВ	110	114,00	3,63
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	113,94	3,58
ПС Кипарисово 110 кВ	110	113,99	3,62
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,12	1,24
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	113,97	3,60
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,40	1,14
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,89	1,10
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,19	3,81

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,29	3,68
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,27	2,65
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,09	2,61
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,81	3,15
ПС Шахтовая 35 кВ	35	34,72	3,66
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,66	5,63
ПС Заводская 35 кВ	35	35,93	2,66
ПС Заводская 6 кВ	6	6,11	1,77
ПС Угловая 35 кВ	35	35,80	2,29
ПС Угловая 6 кВ	6	6,04	0,62
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,54	4,16
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,59	4,02

Предусмотренный режим максимальных нагрузок характерен для зимнего периода, таким образом, значения допустимых токов взяты для температуры - 20 ºС.

По расчету видно, что в режиме значения напряжений в узлах остаются в допустимых пределах, а также токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, кроме ВЛ Шахта-7 – Западная, Заводская - Угловая, Угловая - Спутник.

Графическая схема данного режима представлена в приложении А.

2. Режим отключения ВЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная

Расчет режима выполняется для оценки токовой нагрузки ЛЭП.

Таблица 11 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25ºС	при t -20ºС
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	АСКП-240	116	600	600
ВЛ АТЭЦ – Западная	2хАС-150	579	450	500
ВЛ Шахта – 7 – Западная	АС-120, М-70	-	337	435
ВЛ Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	880	337	435
ВЛ Западная – Надеждинская	АС-150, М-50	478	275	355

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
ВЛ Западная – Артемовская	АС-70, М-70	269	265	342
ВЛ Западная – Казармы	2хАСКП-120	23	375	484
ВЛ Казармы – Де-Фриз	2хАСКП-120	16	375	484
ВЛ Надеждинская – Шмидтовка	АС -70	132	265	342
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	АС-70	175	265	342
ВЛ Западная - Кипарисово	АС-120	12	375	484
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	АС-120	11	375	484
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	АС-120	39	422	544
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	АС-150	42	375	484
ВЛ Давыдовка – Славянка	2хАС-120	41	300	300
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	2хАС-70	68	265	342
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	АС-70	327	265	342
ВЛ Соловей ключ – ТСН	АС-70	286	265	342
ВЛ ТСН – Кролевцы	АС-120	282	265	342
ВЛ Артемовская – Ключевая	АС-50	80	210	271
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	АС-120	96	265	342
ВЛ Артемовская – Шахтовая	АС-70	47	265	342
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	АС-185	204	510	658
ВЛ Западная – Заводская	2хАС-240	195	605	780
ВЛ Заводская – Угловая	АС-240	588	337	435
ВЛ Угловая Спутник	АС-70	378	265	342

Таблица 12 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Шахта-7 - Западная

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,58	4,16
ПС Западная 35 кВ	35	36,04	2,97
ПС Западная 6 кВ	6	6,15	2,50
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	34,04	2,98
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,10	1,71
ПС Шахта-7 110 кВ	110	109,06	0,86
ПС Шахта-7 6 кВ	6	5,84	2,63
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,50	1,42
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,80	3,36
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,64	1,03
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,80	3,26
ПС Артемовская 35 кВ	35	33,75	3,58

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,65	5,81
ПС Казармы 110 кВ	110	114,40	4,00
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	114,35	3,96
ПС Кипарисово 110 кВ	110	114,26	3,88
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,15	1,49
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	114,18	3,80
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,47	1,34
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,91	0,89
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,36	3,97
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,34	3,83
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,28	2,80
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,17	2,38
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,83	2,92
ПС Шахтовая 35 кВ	35	33,80	3,42
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,68	5,38
ПС Заводская 35 кВ	35	36,02	2,90
ПС Заводская 6 кВ	6	6,12	2,02
ПС Угловая 35 кВ	35	35,87	2,48
ПС Угловая 6 кВ	6	6,05	0,82
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,62	3,94
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,64	3,89

В указанном режиме напряжение в узлах сети держатся в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также не достигает длительно допустимых, кроме ВЛ Западная – Давыдовка, Заводская – Угловая, Угловая - Спутник.

Графическая схема данного режима приведена в приложении А.

3. Режим отключения ВЛ 110 кВ Заводская - Угловая

Расчет указанного режима выполняется для оценки токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 13 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Заводская - Угловая

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25ºС	при t -20ºС
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	АСКП-240	469	600	600
ВЛ АТЭЦ – Западная	2хАС-150	282	450	500

Продолжение таблицы 13

ВЛ Шахта – 7 – Западная	АС-120, М-70	560	337	435
ВЛ Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	771	337	435
ВЛ Западная – Надеждинская	АС-150, М-50	506	275	355
ВЛ Западная – Артемовская	АС-70, М-70	218	265	342
ВЛ Западная – Казармы	2хАСКП-120	23	375	484
ВЛ Казармы – Де-Фриз	2хАСКП-120	16	375	484
ВЛ Надеждинская – Шмидтовка	АС -70	91	265	342
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	АС-70	135	265	342
ВЛ Западная - Кипарисово	АС-120	26	375	484
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	АС-120	13	375	484
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	АС-120	37	422	544
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	АС-150	40	375	484
ВЛ Давыдовка – Славянка	2хАС-120	41	300	300
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	2хАС-70	68	265	342
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	АС-70	322	265	342
ВЛ Соловей ключ – ТСН	АС-70	280	265	342
ВЛ ТСН – Кролевцы	АС-120	276	265	342
ВЛ Артемовская – Ключевая	АС-50	96	210	271
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	АС-120	112	265	342
ВЛ Артемовская – Шахтовая	АС-70	39	265	342
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	АС-185	226	510	658
ВЛ Западная – Заводская	2хАС-240	139	605	780
ВЛ Заводская – Угловая	АС-240	-	337	435
ВЛ Угловая Спутник	АС-70	-	265	342

Таблица 14 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Заводская - Угловая

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,63	4,21
ПС Западная 35 кВ	35	36,16	3,31
ПС Западная 6 кВ	6	6,16	2,72
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	35,92	2,63
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,08	1,33
ПС Шахта-7 110 кВ	110	114,50	4,09
ПС Шахта-7 6 кВ	6	6,16	2,61
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,65	1,00
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,82	2,94
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,71	0,82
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,82	3,04
ПС Артемовская 35 кВ	35	34,22	2,23

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,73	4,43
ПС Казармы 110 кВ	110	114,46	4,05
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	114,40	4,00
ПС Кипарисово 110 кВ	110	114,30	3,91
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,15	1,53
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	111,57	1,43
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,48	1,37
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,91	0,87
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,39	3,99
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,35	3,85
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,28	2,82
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,69	0,87
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,92	1,41
ПС Шахтовая 35 кВ	35	34,32	1,93
ПС Шахтовая 6 кВ	6	6,16	2,61
ПС Заводская 35 кВ	35	36,22	3,49
ПС Заводская 6 кВ	6	6,16	2,61
ПС Угловая 35 кВ	35	-	-
ПС Угловая 6 кВ	6	-	-
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,75	3,58
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,71	3,68

Графическая схема режима приведена в приложении А.

При отключении ВЛ 35 кВ Угловая – Спутник, отклонение напряжения в электрической сети совпадает с нормальным режимом, проблемные участки оказываются те же самые.

Суммируя вышесказанное, можно считать, что в послеаварийных режимах наблюдается наиболее высокая токовая нагрузка на ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка.

В данный момент электрическая сеть не соответствует требованиям надежного электроснабжения потребителей, поскольку после отключения ВЛ Западная – Давыдовка участок Западная – Шахта-7 нагружен на 89,6%, при будущем росте нагрузок этого может быть недостаточно, поэтому необходимо заменить эти участки.

В следствии анализа можно сделать вывод, что допустимая токовая нагрузка ЛЭП в максимальных и минимальных режимах превышает предельно допустимые значения.

Из-за значительного расстояния от источников генерации активной мощности и недостатка реактивной, в послеаварийных режимах снижается напряжение ниже допустимых значений. Чтобы выяснить данную проблему необходимо создать варианты реконструкции электрической сети, которые поспособствуют повысить пропускную способность реконструируемого участка сети с дополнительными источниками реактивной мощности.

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

По Приморскому краю техническое состояние ЛЭП и ПС напряжением от 35 до 500 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Распределительный комплекс 35-110 кВ АО «ДРСК» характеризуется наличием объектов, эксплуатирующийся за пределами нормативных сроков эксплуатации. Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций – 70 %. Более 25 лет эксплуатируется около 80 % ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется - 35 % ЛЭП 35-110 кВ (от общего количества).

В рассматриваемой районе реконструкции ПС Западная – ПС Давыдовка обнаружено устаревшее оборудование и линии электропередач, которые нужно заменить на новые, а так же разработка нескольких вариантов подключения этой ПС к сети и выбор из них наиболее экономически выгодного и эффективного.

Необходимо будет рассмотреть строительство дополнительной новой линии электропередачи 110 кВ для увеличения выдачи мощности в сеть 110 кВ через ПС Западная с реконструкцией открытого распределительного устройства 110 кВ на ПС Западная и на ПС Давыдовка.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА С УЧЕТОМ ПРОГНОЗА

2.1 Расчет вероятностно-статистическим методом по результатам контрольных замеров

Исходной информацией для выполнения реконструкции участка ПС Западная – ПС Давыдовка является электрическая нагрузка, по ней выполняется и выбирается необходимое оборудование. Метод расчета электрической нагрузки выбирается из первоначальной информации, а именно использовались результаты контрольных замеров. Поэтому нагрузка будет считаться вероятно-статистическим методом.

Средняя активная мощность определяется по следующей формуле:

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_i \cdot t_i; \quad (10)$$

где T – период, в течении которого производились измерения, равен 24 часа;

Среднеквадратичная определяется по формуле:

$$P_{ЭФ} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_i^2 \cdot t_i}; \quad (11)$$

Рассчитываем коэффициент формы, по которому будем определять эффективную мощность.

$$K_Ф = \frac{P_{ЭФ}}{P_{CP}}; \quad (12)$$

Рассчитываем коэффициент максимума, по которому будем определять среднюю мощность.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}; \quad (13)$$

Максимальная мощность – применяется для выбора элементов электрической сети, расчета, а также анализа установившихся режимов. Определяется по формуле:

$$P_{MAX} = P_{CP} \cdot \left(1 + 1{,}96 \cdot \sqrt{K_{\Phi}^2 - 1}\right); \quad (14)$$

Результат расчета вероятностно-статических характеристик нагрузок представлен в таблице 16.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2022 года и представлены в таблице 17.

Таблица 15 – Приведенная нагрузка ПС

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт		Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр	
	Осенне-зимний период	Весенне-летний период	Осенне-зимний период	Весенне-летний период
1	2	3	1	2
Западная	42,21	30,15	16,88	12,06
Кипарисово	3,52	2,51	1,41	1,00
Раздольное-1	7,38	5,27	2,95	2,11
Пушкинская	0,13	0,09	0,05	0,03
Давыдовка	23,38	16,70	9,35	6,68
Славянка	16,30	11,64	6,52	4,65
Шахта-7	16,21	11,57	6,48	4,63
Казармы	3,69	2,64	1,47	1,05
Де-Фриз	6,49	4,64	2,59	1,85
Артемовская	14,06	10,04	5,62	4,01
Ключевая	11,59	8,28	4,63	3,31
Заводская	5,82	4,16	2,33	1,66
Угловая	13,35	9,52	5,33	3,81
Шахтовая	8,97	6,41	3,59	2,56

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
Спутник	9,44	6,74	3,77	2,69
Тавричанка	6,60	4,71	2,64	1,88
Шмидтовка	2,99	2,13	1,19	0,85
Надеждинская	16,48	11,77	6,59	4,71
Соловей ключ	6,64	4,74	2,65	1,89
Кролевцы	20,46	14,61	8,18	5,84

Таблица 16 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Подстанция	Время	Pmax, МВт	Pср, МВт	Pэф, МВт	Qmax, Мвар	Qср, Мвар	Qэф, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Западная	Зима	39,578	32,982	38,589	15,831	13,193	15,435
	Лето	28,27	23,558	27,563	11,308	9,423	11,025
Кипарисово	Зима	3,304	2,753	3,221	1,322	1,101	1,289
	Лето	2,36	1,967	2,301	0,944	0,787	0,920
Раздольное-1	Зима	6,79	5,658	6,620	2,716	2,263	2,648
	Лето	4,85	4,042	4,729	1,940	1,617	1,892
Пушкинская	Зима	0,126	0,105	0,123	0,050	0,042	0,049
	Лето	0,09	0,075	0,088	0,036	0,030	0,035
Давыдовка	Зима	21,497	17,914	20,960	8,599	7,166	8,384
	Лето	15,355	12,796	14,971	6,142	5,118	5,988
Славянка	Зима	15,281	12,734	14,899	6,112	5,094	5,960
	Лето	10,915	9,096	10,642	4,366	3,638	4,257
Шахта-7	Зима	15,197	12,664	14,817	6,079	5,066	5,927
	Лето	10,855	9,046	10,584	4,342	3,618	4,233
Казармы	Зима	3,465	2,888	3,378	1,386	1,155	1,351
	Лето	2,475	2,063	2,413	0,990	0,825	0,965
Де-Фриз	Зима	5,971	4,976	5,822	2,388	1,990	2,329
	Лето	4,265	3,554	4,158	1,706	1,422	1,663
Артемовская	Зима	12,929	10,774	12,606	5,172	4,310	5,042
	Лето	9,235	7,696	9,004	3,694	3,078	3,602
Ключевая	Зима	10,661	8,884	10,394	4,264	3,554	4,158
	Лето	7,615	6,346	7,425	3,046	2,538	2,970
Заводская	Зима	5,46	4,550	5,324	2,184	1,820	2,129
	Лето	3,9	3,250	3,803	1,560	1,300	1,521
Угловая	Зима	12,257	10,214	11,951	4,903	4,086	4,780
	Лето	8,755	7,296	8,536	3,502	2,918	3,414

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
Шахтовая	Зима	8,253	6,878	8,047	3,301	2,751	3,219
	Лето	5,895	4,913	5,748	2,358	1,965	2,299
Спутник	Зима	8,68	7,233	8,463	3,472	2,893	3,385
	Лето	6,2	5,167	6,045	2,480	2,067	2,418
Тавричанка	Зима	6,069	5,058	5,917	2,428	2,023	2,367
	Лето	4,335	3,613	4,227	1,734	1,445	1,691
Шмидтовка	Зима	2,751	2,293	2,682	1,100	0,917	1,073
	Лето	1,965	1,638	1,916	0,786	0,655	0,766
Надеждинская	Зима	15,155	12,629	14,776	6,062	5,052	5,910
	Лето	10,825	9,021	10,554	4,330	3,608	4,222
Соловей ключ	Зима	6,104	5,087	5,951	2,442	2,035	2,381
	Лето	4,36	3,633	4,251	1,744	1,453	1,700
Кролевцы	Зима	18,809	15,674	18,339	7,524	6,270	7,336
	Лето	13,435	11,196	13,099	5,374	4,478	5,240

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

При выборе оборудования при реконструкции электрических сетей Артемовского городского округа необходимо спрогнозировать рост нагрузок. Прогноз выполняется с перспективой на 5 лет.

Прогнозируемую нагрузку определяем по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{ср} = P_{ср} \cdot (1+\varepsilon)^{t_{прог}-t}, \quad (15)$$

где $P_{ср}$ – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,013 [29].

$t_{прог}$ – год, для которого определяется электрическая нагрузка;

t – год, в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{прог}$ - t равным 5.

$$P_{эф} = P_{ср} \cdot k_{ф} \quad (16)$$

$$P_{\max} = P_{ср} \cdot k_{\max} \quad (17)$$

$$Q_{эф} = Q_{ср} \cdot k_{ф}, \quad (18)$$

$$Q_{\max} = Q_{ср} \cdot k_{\max}, \quad (19)$$

Все данные представлены в таблице 18 с перспективой на 5 лет.

Таблица 17 – Характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	Время	Pmax, МВт	Pср, МВт	Pэф, МВт	Qmax, Мвар	Qср, Мвар	Qэф, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Западная	Зима	42,218	35,182	41,163	16,887	14,073	16,465
	Лето	30,156	25,130	29,402	12,062	10,052	11,761
Кипарисово	Зима	3,524	2,937	3,436	1,410	1,175	1,375
	Лето	2,517	2,098	2,455	1,007	0,839	0,982
Раздольное-1	Зима	7,387	6,156	7,202	2,955	2,462	2,881
	Лето	5,277	4,397	5,145	2,111	1,759	2,058
Пушкинская	Зима	0,134	0,112	0,131	0,054	0,045	0,052
	Лето	0,096	0,080	0,094	0,038	0,032	0,037
Давыдовка	Зима	23,387	19,490	22,803	9,355	7,796	9,121
	Лето	16,705	13,921	16,288	6,682	5,568	6,515
Славянка	Зима	16,300	13,584	15,893	6,520	5,433	6,357
	Лето	11,643	9,703	11,352	4,657	3,881	4,541
Шахта-7	Зима	16,211	13,509	15,806	6,484	5,404	6,322
	Лето	11,579	9,649	11,290	4,632	3,860	4,516
Казармы	Зима	3,696	3,080	3,604	1,478	1,232	1,442
	Лето	2,640	2,200	2,574	1,056	0,880	1,030
Де-Фриз	Зима	6,496	5,413	6,334	2,598	2,165	2,533
	Лето	4,640	3,867	4,524	1,856	1,547	1,810

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
Артемовская	Зима	14,066	11,722	13,714	5,626	4,689	5,486
	Лето	10,047	8,373	9,796	4,019	3,349	3,918
Ключевая	Зима	11,599	9,665	11,309	4,639	3,866	4,523
	Лето	8,285	6,904	8,078	3,314	2,762	3,231
Заводская	Зима	5,824	4,854	5,679	2,330	1,941	2,271
	Лето	4,160	3,467	4,056	1,664	1,387	1,622
Угловая	Зима	13,335	11,112	13,002	5,334	4,445	5,201
	Лето	9,525	7,937	9,287	3,810	3,175	3,715
Шахтовая	Зима	8,979	7,482	8,754	3,592	2,993	3,502
	Лето	6,413	5,345	6,253	2,565	2,138	2,501
Спутник	Зима	9,443	7,869	9,207	3,777	3,148	3,683
	Лето	6,745	5,621	6,577	2,698	2,248	2,631
Тавричанка	Зима	6,603	5,502	6,438	2,641	2,201	2,575
	Лето	4,716	3,930	4,598	1,886	1,572	1,839
Шмидтовка	Зима	2,993	2,494	2,918	1,197	0,998	1,167
	Лето	2,138	1,782	2,084	0,855	0,713	0,834
Надеждинская	Зима	16,488	13,740	16,076	6,595	5,496	6,430
	Лето	11,777	9,814	11,483	4,711	3,926	4,593
Соловей ключ	Зима	6,641	5,534	6,475	2,656	2,214	2,590
	Лето	4,743	3,953	4,625	1,897	1,581	1,850
Кролевцы	Зима	20,463	17,053	19,951	8,185	6,821	7,981
	Лето	14,616	12,180	14,251	5,847	4,872	5,700

Сделаем вывод, что спрогнозированная нагрузка необходима для дальнейшего расчета ВЛ, также и КЛ, трансформаторов, расчета режима эквивалента сети, после выбора наиболее выгодного варианта электрической сети, расчетов ТКЗ, а также оборудования на выбранной подстанции.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

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

По данным, полученным в п1.3 можно сделать заключение, что при реконструкции сети Артемовского городского округа для начала необходимо произвести замену провода ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, а также замена проводов на участке ПС Западная – ПС Шахта-7 и ВЛ 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая, ПС Угловая – ПС Спутник. Для разработки вариантов нагрузки брались из таблицы 16. С учетом этих данных предложены нижеуказанные варианты реконструкции сетей на участке ПС Западная – ПС Давыдовка:

Вариант 1: В указанном варианте производится реконструкция РУ ВН на ПС 110 кВ Давыдовка, Западная в связи с увеличением числа подключения линий ВЛ 110 кВ Западная-Давыдовка.

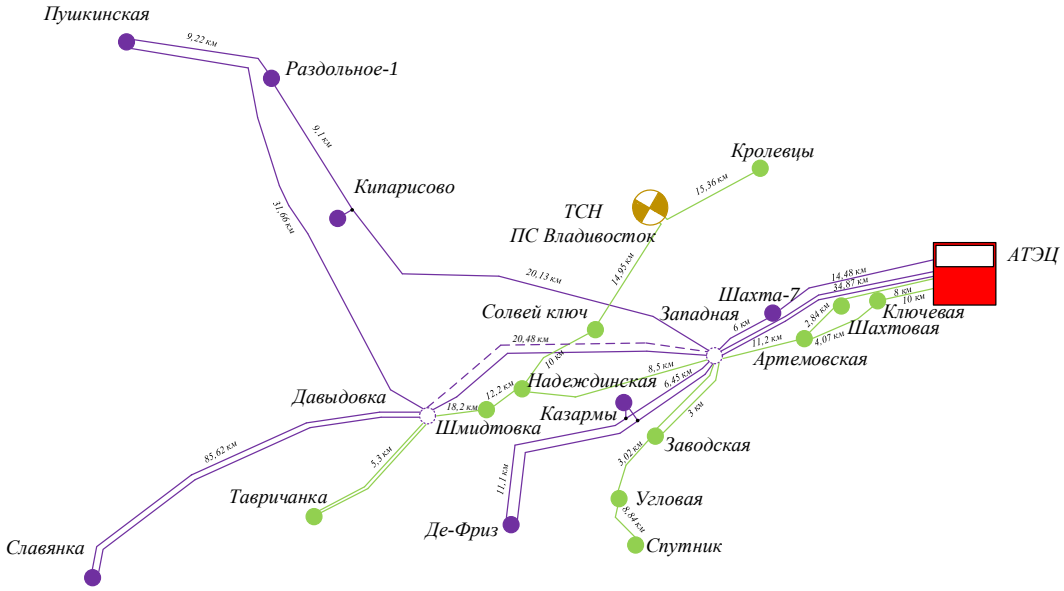


Рисунок 6 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Западная – Давыдовка №1

Вариант 2: В предложенном варианте на участке Западная – Давыдовка ВЛ 110 кВ производится замена проводов марки АС-120 на провод большего сечения.

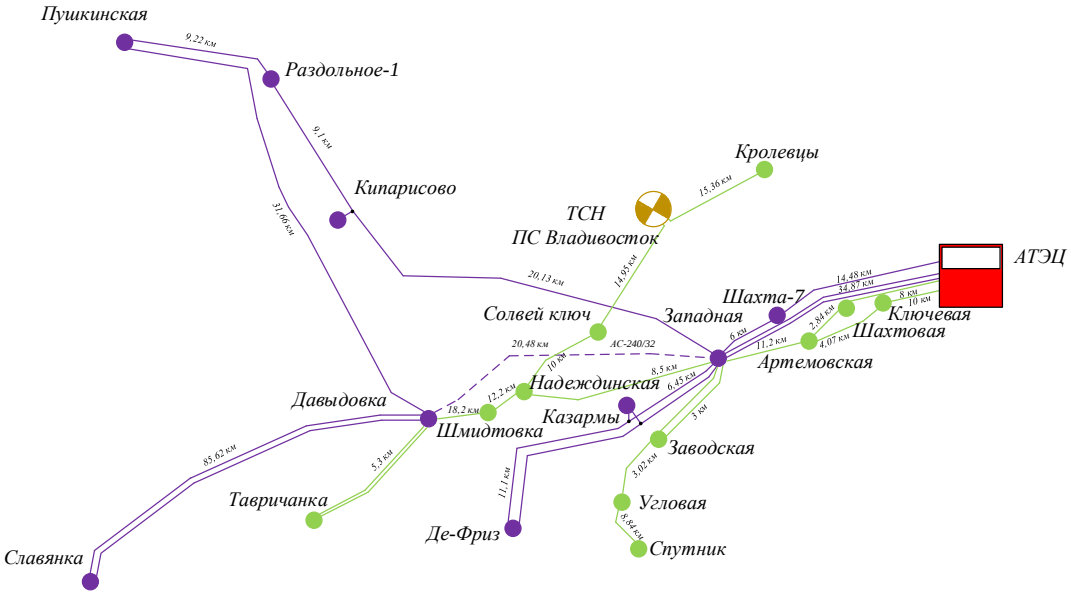


Рисунок 7 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Западная – Давыдовка №2

Вариант 3: В указанном варианте на участке Западная – Давыдовка ВЛ 110 кВ производится замена проводов марки АС-120 на провод нового поколения.

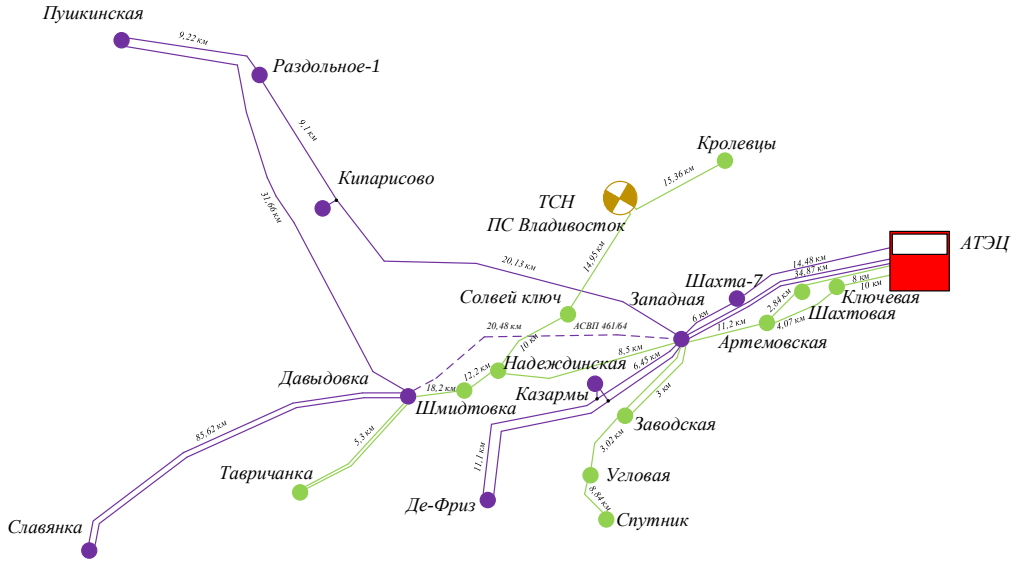


Рисунок 8 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Западная – Давыдовка №3

Таблица 18 – Длина вариантов реконструкции сети ПС Западная – ПС Давыдовка и количество выключателей

Итог	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Суммарная длина	40,96	20,48	20,48
Количество выключателей	42	40	40

По техническому анализу видно, что вариант №2 и вариант №3 реконструкции участка электрической сети ПС Западная – ПС Давыдовка по суммарной длине и количеству выключателей подходит для дальнейших расчетов, но из расчетов режима ПВК RastrWin3 видно, что целесообразнее применить вариант №1 и вариант №3.

Далее рассматриваем варианты реконструкции электрической сети 110 кВ на участке ПС Западная – ПС Шахта-7:

Вариант 1: В данном варианте на участке ПС Западная – Шахта-7 производим замену провода АС-120 на провод нового поколения.

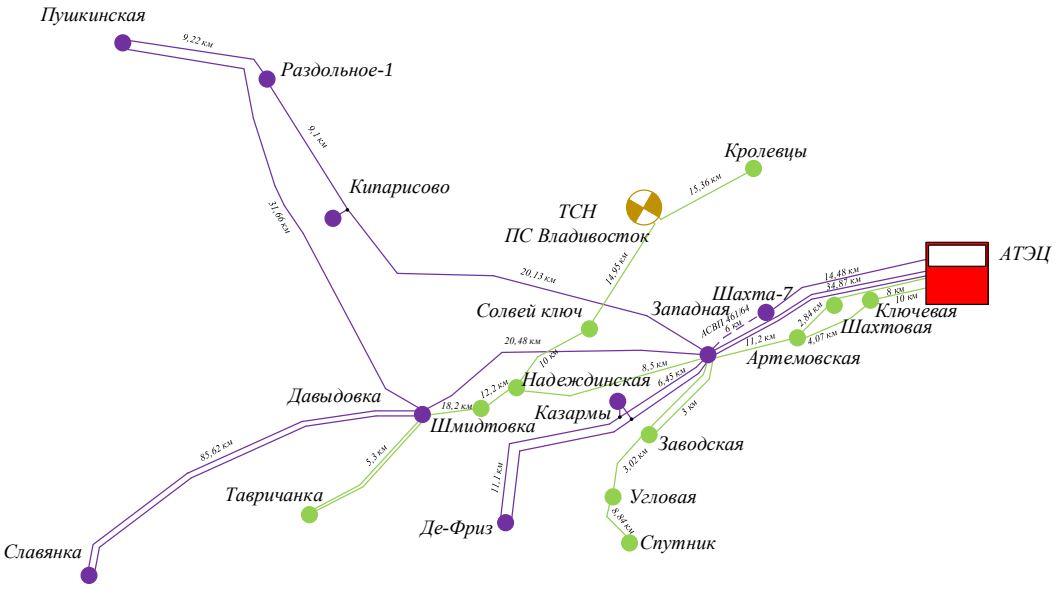


Рисунок 9 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Западная – Шахта-7 №1

Вариант 2: В указанном варианте на участке ПС Западная – Шахта-7 производим замену провода АС-120 на провод с большим сечением, для повышения пропускной способности линии.

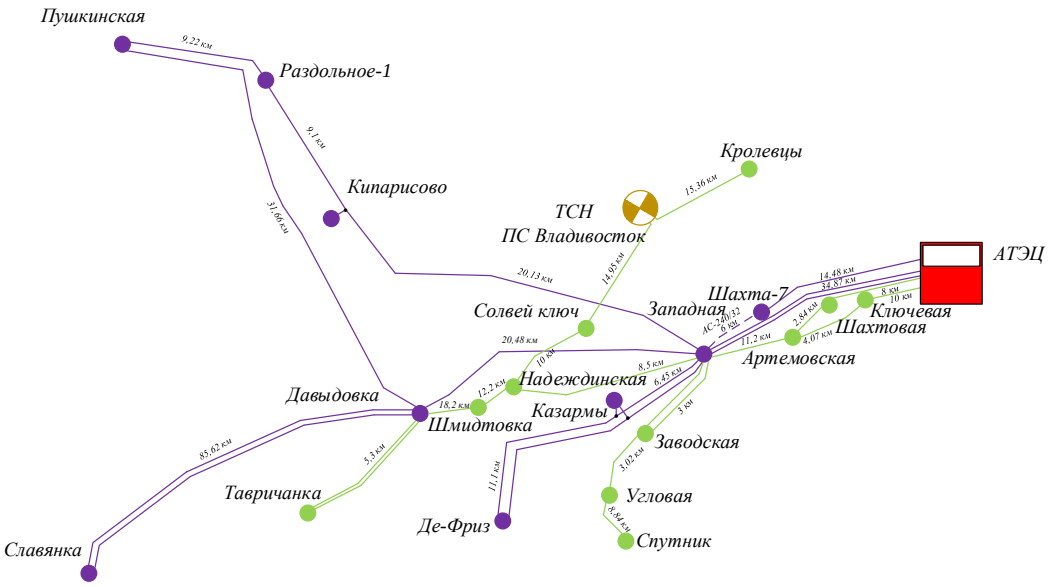


Рисунок 10 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Западная – Шахта-7 №2

Вариант 3: В данном варианте на участке 110 кВ ПС Западная – Шахта-7 осуществляем реконструкцию РУ ВН на ПС Западная, а также на ПС Шахта-7 в связи с увеличением подключения линий ВЛ 110 кВ ПС Западная – ПС Шахта-7.

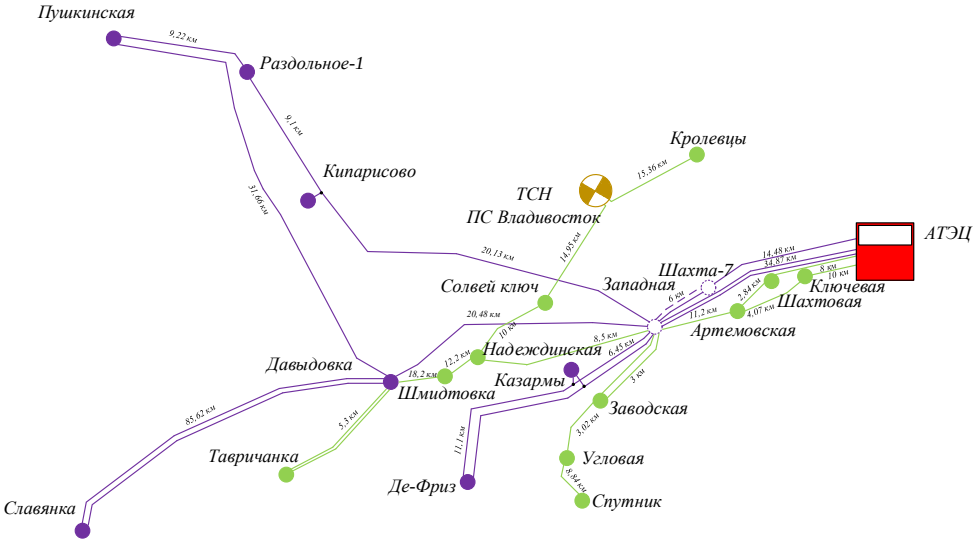


Рисунок 11 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Западная – Шахта-7 №3

Таблица 19 – Длина вариантов реконструкции сети ПС Западная – ПС Шахта-7 и количество выключателей

Итог	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Суммарная длина	6,21	6,21	12,42
Количество выключателей	29	29	31

Из технического анализа видно, что вариант №1 и вариант №2 реконструкции участка электрической сети ПС Западная – ПС Шахта-7 по суммарной длине и количеству выключателей подходит для дальнейших расчетов.

Затем рассматриваем варианты реконструкции электрической сети 35 кВ на участке ПС Заводская – ПС Угловая:

Вариант 1: В предложенном варианте на участке 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая осуществляем реконструкцию РУ ВН на ПС Заводская, а также на ПС Угловая, в связи с увеличением подключения линий ВЛ 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая.

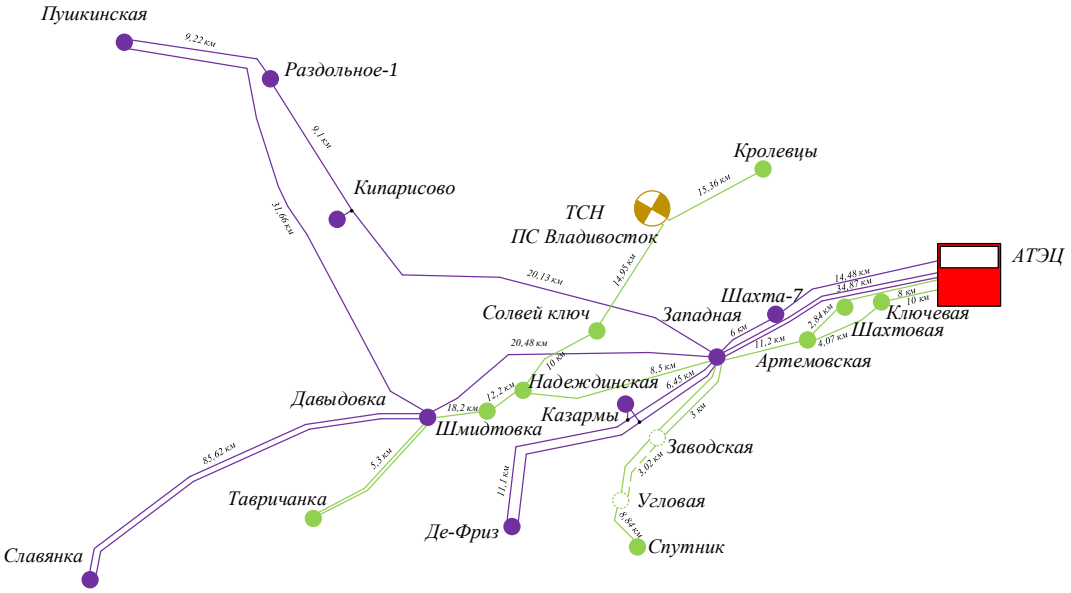


Рисунок 12 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Заводская – ПС Угловая №1

Вариант 2: В предложенном варианте на участке 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая производим замену провода АС-240 на провод нового поколения, для повышения пропускной способности линии.

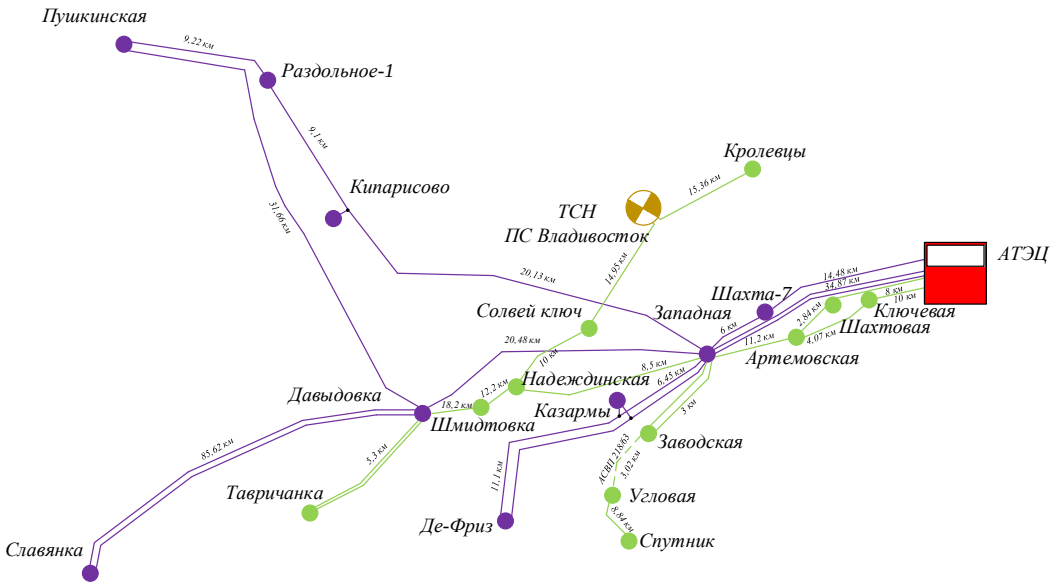


Рисунок 13 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Заводская – ПС Угловая №2

Вариант 3: В предложенном варианте на участке 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая производим замену провода АС-240 на КЛ.

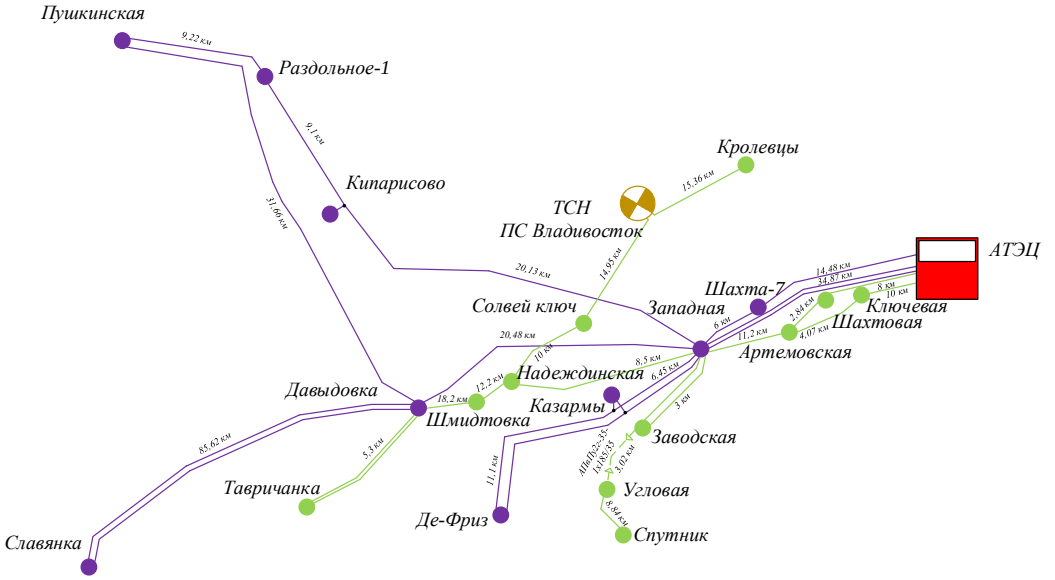


Рисунок 14 – Вариант реконструкции участка электрической сети ПС Заводская – ПС Угловая №3

Таблица 20 – Длина вариантов реконструкции сети ПС Заводская – ПС Угловая и количество выключателей

Итог	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Суммарная длина	6,04	3,02	3,02
Количество выключателей	18	16	16

По техническому анализу видно, что вариант №2 и вариант №3, реконструкции участка электрической сети ПС Заводская – ПС Угловая по суммарной длине и количеству выключателей подходит для дальнейших расчетов.

Также загруженным участком в режиме является ВЛ 35 кВ ПС Угловая – ПС Спутник, но для решения этой проблемы достаточно выполнить реконструкцию участка электрической сети ПС Заводская – ПС Угловая.

Таким образом, первым окончательным вариантом будет являться:

1. Реконструкция участка ВЛ ПС Западная-ПС Давыдовка путем замены провода марки АС–120 на провод нового поколения;

2. Реконструкция участка ВЛ 110 кВ ПС Западная – ПС Шахта-7 путем замены провода марки АС-120 на провод большего сечения, для повышения пропускной способности;

3. Реконструкция ВЛ 35 кВ участка электрической сети ПС Заводская – ПС Угловая производим замену провода АС-240 на КЛ.

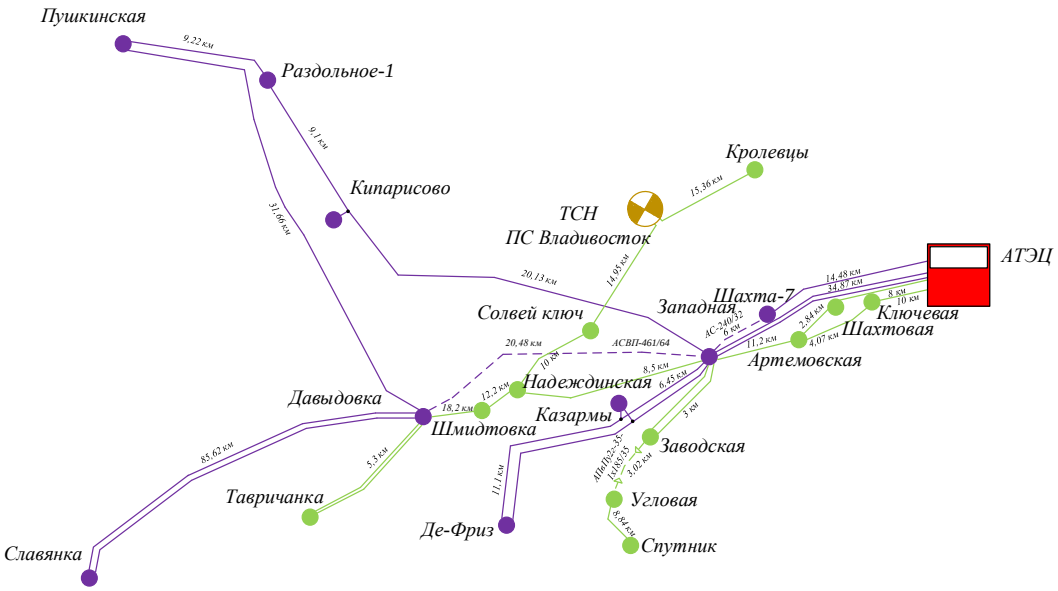


Рисунок 15 – Вариант реконструкции №1

Вторым окончательным вариантом будет являться:

1. Добавление линии на участке электрической сети 110 кВ ПС Западная – ПС Давыдовка и реконструкция РУ ВН на ПС Западная и ПС Давыдовка;

2. Реконструкция участка ВЛ 110 кВ ПС Западная – ПС Шахта-7 путем замены провода марки АС-120 на провод нового поколения;

3. Производим на участке электрической сети ВЛ 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая замену провода АС-240 на провод нового поколения, для повышения пропускной способности линии.

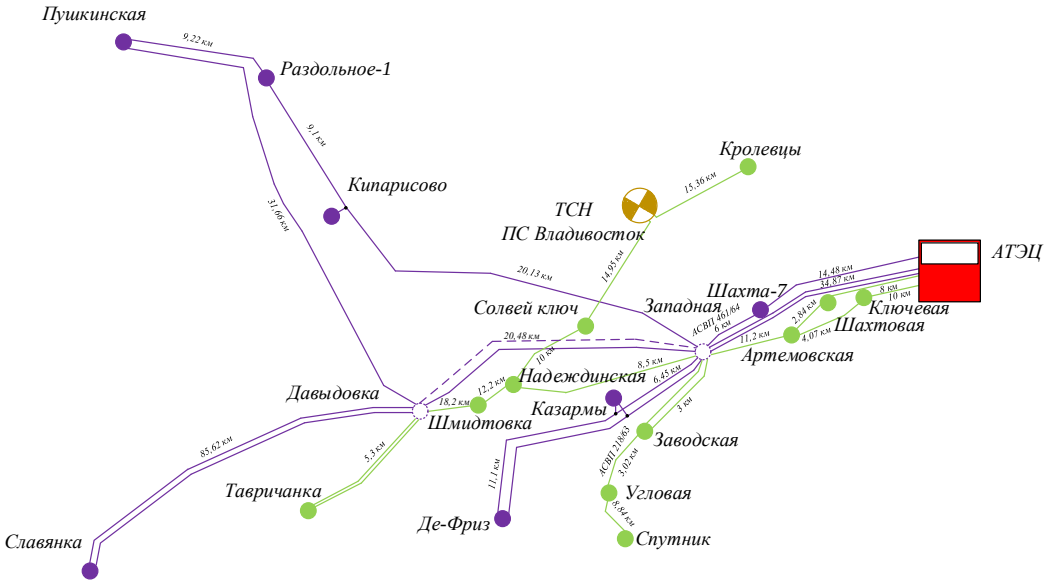


Рисунок 16 – Вариант реконструкции № 2

Приведем длины каждого из двух участков в таблицу 21 для вариантов сети.

Таблица 21 – Длина участков сети

Участок сети	Длина, км	
	1 вариант	2 вариант
1	2	3
АТЭЦ – Шахта-7	14,48	14,48
АТЭЦ – Западная	2х34,87	2х34,87
Шахта-7 – Западная	6,21	6,21
Западная – Давыдовка	20,48	2х20,48

Продолжение таблицы 21

1	2	3
Западная – Кипарисово	20,13	20,13
Кипарисово – Раздольное-1	9,1	9,1
Раздольное-1 – Пушкинская	9,22	9,22
Пушкинская – Давыдовка	31,66	31,66
Западная – Надеждинская	8,5	8,5
Давыдовка – Славянка	2х85,62	2х85,62
Надеждинская – Соловей ключ	10	10
Соловей ключ – ТСН	14, 95	14, 95
ТСН – Кролевцы	15,36	15,36
Западная – Артемовская	11,2	11,2
Артемовская – Шахтовая	2,84	2,84
Артемовская – Ключевая	4,07	4,07
Шахтовая – АТЭЦ	8	8
Ключевая – АТЭЦ	10	10
Западная – Казармы	2х6,45	2х6,45
Казармы – Де-Фриз	2х11,1	2х11,1
Западная – Заводская	2х3	2х3
Заводская – Угловая	3,02	3,02
Угловая – Спутник	8,84	8,84
Надеждинская – Шмидтовка	12,2	12,2
Шмидтовка – Давыдовка	18,2	18,2
Давыдовка – Тавричанка	2х5,3	2х5,3

Таблица 22 – Количество выключателей

Наименование подстанции	Кол-во выключателей	
	1 вариант	2 вариант
1	2	3
Западная	24	25
Давыдовка	16	17
Шахта-7	5	5
Кипарисово	1	1
Раздольное-1	8	8

Продолжение таблицы 22

1	2	3
Пушкинская	11	11
Казармы	6	6
Де-Фриз	6	6
Шмидтовка	6	6
Надеждинская	9	9
Соловей ключ	6	6
Тавричанка	7	7
Кролевцы	14	14
Артемовская	9	9
Заводская	19	9
Угловая	7	7
Ключевая	8	8
Шахтовая	8	8
Спутник	16	16
Славянка	13	13

Таблица 23 – Суммарная длина вариантов реконструкции сети и количество выключателей

Итог	1 вариант	2 вариант
Суммарная длина	531,14	551,62
Количество выключателей	189	191

Оба варианта реконструкции приведены на листе №2.

3.1.1 Выбор типов схем распределительных устройств ПС Западная и ПС Давыдовка

Исходя из требований по надежности, числа подходящих к подстанции линий и класса номинального напряжения производим выбор схемы РУ ВН. Данные приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Тип РУ ВН

Наименование ПС	Вариант подключения	Класс номинального напряжения, кВ	Тип РУ ВН	Количество выключателей
1	2	3	4	5
Западная	Вариант 1	110	Две рабочие и обходная системы шин (№13Н)	7
	Вариант 2	110	Две рабочие и обходная системы шин (№13Н)	8
Давыдовка	Вариант 1	110	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№9)	7
	Вариант 2	110	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№9)	8

3.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины ЛЭП и протекающей активной мощности. При увеличении номинального напряжения сети, также увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение, но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

Для этого необходимо знать активную мощность и длину, рассматриваемого участка. В таблице показана пропускная способность воздушных линий 35-110 кВ.

Таблица 25 – Пропускная способность воздушных линий 35-110 кВ

Номинальное напряжение линии, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
35	5-15	30-60
110	25-50	50-150

Для вариантов №1 и №2 номинальное напряжение сети остаются теми же – 35-110 кВ.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Передача реактивной мощности по ЛЭП не выгодна в экономическом плане, потому что это приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого устанавливаются источники реактивной мощности вблизи потребителя.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств для подстанции Западная:

$$Q_{КУi} = Q_{maxi} - P_{махi} \cdot tg\varphi; \quad (20)$$

$$Q_{КУ} = 16,887 - 16,887 \cdot 0.4 = 0 \text{ Мвар},$$

Где коэффициент tgφ принимается равным 0,4 в соответствии с приказом №380 [13].

Расчет для других подстанции выполнен аналогичным образом.

Исходят из расчетов видно, что желательная мощность компенсации отрицательна, это означает, что компенсация не требуется.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

3.4.1 Выбор сечений ВЛ

Учитывая, что на участке ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 предоставленный вариант предусматривает замену провода, необходимо выбрать новый. Новый провод выбирается по марки и сечению.

В выборе сечения проводников для реконструкции сети учитывается: технико-экономические показатели и пропускная способность сечения по нагреву в послеаварийных режимах. Для линий также учитываются условия образования короны и механическая прочность.

Наиболее верный результат по выбору сечения проводников дает метод экономических токовых интервалов. В соответствии с этим методом расчет производится по максимальному току, определяется расчетный ток, по таблице токовых экономических интервалов [21] находится экономически

целесообразное сечение провода и осуществляется проверка по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме.

Расчетное значение тока находим по формуле:

$$I_{\text{Р}} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (21)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 кВ данный коэффициент принимаем равным 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, данный коэффициент принимаем равным 1;

I_{max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i.j}^2 + Q_{\text{i.j}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}} \quad (22)$$

где $P_{i.j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i.j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети;

n – количество цепей.

Значения потоков мощности для формулы (8) взяты из максимального зимнего режима сети в ПВК RastrWin по контрольным замерам.

Максимальный ток, текущий по линии Западная – Шахта-7, кА:

$$I_{\max.Западная-Шахта-7} = \frac{\sqrt{56,7^2 + 10,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,302 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{Р}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,366 = 0,317 \text{ кА}.$$

В варианте №1 согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей ВЛ провод АС-240/32 на ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 проходит.

Также в варианте №2 необходимо выбрать провод на участке Западная – Давыдовка, согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей ВЛ провод АС-120/19 на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка проходит.

3.4.2 Выбор сечений ЛЭП нового поколения

В связи с тем, что на участке ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка первый вариант предусматривает замену провода, необходимо выбрать провод нового поколения.

Основными требованиями, предъявляемыми к проводам нового поколения, являются:

- устойчивость к старению и ветровым воздействиям.
- максимально высокая электропроводность;
- высокая механическая прочность;
- небольшая погонная масса;

Провода АС представляют собой витые многожильные провода, токопроводящая часть которых состоит из нескольких слоев алюминиевых проволок круглой формы сечения, сердечник представляет собой скрученные в прядь стальные проволоки. Температура проводов АС в процессе эксплуатации не должна превышать 90 °С, так как нагрев ведет к снижению механической прочности алюминиевой проволоки.

Конструкция токопроводящей части проводов нового поколения может быть выполнена из нескольких слоев проволок круглой формы либо компактированной - пластическое обжатие повивов, либо из проволок профилированной формы (трапецеидальные, Z-образные).

Провода нового поколения будем выбирать по длительно допустимому току и нагреву в варианте №1. Приведу пример на участке Западная – Давыдовка:

$I_{ДОП}$=880;

$I_{Р(ПП)}$=880<900;

Примем к выбору провод АСВП 197/55, так как он больше всего подходит по длительно допустимому току в нормальном и послеаварийном режиме.

Сталеалюминиевый провод одинарной навивки с линейным касанием проволок типа ЛК-О и ЛК-Р с пластически обжатыми стальной и алюминиевой частями провода. Выпускается филиалом «Волгоградский» ОАО «Северсталь-метиз» (поставщик ООО «Энергосервис»). Провод соответствует требованиям.

Сталеалюминевые провода АСВП изготавливаются в семи исполнениях:

– исполнение I – конструкции 1х35(К(1+6)+К(14+14));

– исполнение II – конструкции 1х36(К(1+7)+К(14+14));

– исполнение III – конструкции 1х31(К(1+6)+К(8+8/8));

– исполнение IV – конструкции 1х32(К(1+7)+К(8+8/8));

– исполнение V – конструкции 1х6(К(1+5));

– исполнение VI – конструкции 1х50(К(1+5+5/5+10)+К(8+8/8));

– исполнение VII – конструкции 1х7(К(1+6)), где К – процесс пластического обжатия» [25].

Выбор провода нового поколения на ВЛ 110 кВ ПС Западная – ПС Шахта-7, а также на участке ВЛ 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая представлены в таблице 27.

Таблица 27 – выбор ЛЭП нового поколения

Линия	Расчетный ток	Ток в П/А режиме	Длина, км	Допусти-мый ток кабеля	Марка	Длительно до-пустимая тем-пература про-вода
1	2	3	4	5	6	7
Западная - Давыдовка	859	880	20,48	900	АСВП 197/55	70
Западная – Шахта-7	570	573	6,21	578	АСВП 197/55	70
Заводская - Угловая	534	571	3,02	578	АСВП 112/13	70

3.4.3 Выбор сечений КЛ

В данной работе будем выбирать кабели с изоляцией из СПЭ в варианте №1, потому что по сравнению с другими марками кабелей у них есть следующие преимущества:

– в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2—1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре;

– термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах короткого замыкания (КЗ) выше благодаря большей предельной температуре, удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10—15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей;

– большой срок службы СПЭ-кабеля (поданным заводов-изготовителей более 50 лет);

– отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа;

– СПЭ-кабели не имеют ограничений по разности уровней кабельной трассы.

Выбор номинального сечения жил и экранов производится с помощью таблиц длительно допустимых токов. При выборе учитываются условия прокладки, расположения кабелей.

Пример выбора кабельной линии (КЛ) покажем на примере линии Заводская - Угловая [22].

КЛ проложены в кабельных эстакадах на открытом воздухе, расположение жил КЛ по вершинам треугольника. Алгоритм расчета, следующий:

Определяем расчетный ток в нормальном режиме:

$$I_{P(i)} = \frac{S_{maxi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot 10^3; \quad (24)$$

S_{maxi} – модуль полной мощности;

$$I_{P(ПП)} = \frac{\sqrt{15,3^2 + 2,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 255 \text{ А};$$

Допустимый ток данного сечения при указанном способе прокладки равен 600 А, поэтому по условию данное сечение подходит.

Принимаем сечение 185 мм^2 с допустимым током 600 А. В итоге выбираем кабель марки АПвПу2г-35-1х185/35, результат представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор кабельных линий

Линия	Расчетный ток	Ток в П/А режиме	Длина, км	Допустимый ток кабеля	Марка
1	2	3	4	5	6
Заводская - Угловая	255	451	3,02	600	АПвПу2г-35-1х185/35

3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

Трансформаторы на подстанциях необходимо проверить по коэффициенту трансформации в нормальном и послеаварийном режиме.

Приведу пример проверки трансформатора на ПС Давыдовка:

$$K_з^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (25)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находится в интервале от 0,5 до 0,75.

Коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет:

$$K_з^{НОМ} = \frac{\sqrt{17,9^2 + 7,16^2}}{2 \cdot 25} = 0,38$$

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_з^{П.А.} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \le 1,4. \quad (26)$$

$$K_з^{П.А} = \frac{\sqrt{17,9^2 + 7,16^2}}{(2-1) \cdot 25} = 0,77$$

Так как в нормальном и послеаварийном режиме на ПС Давыдовка трансформатор не перегружен. Для остальных подстанций проверка аналогичная, трансформаторы в замене не нуждаются.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Критерием для технико-экономического сравнения принят ЧДД, дисконтированные статические затраты. Данный расчет выполняется для определения наиболее выгодного варианта реконструкции с экономической точки зрения.

4.1 Капитальные вложения

При расчёте учитываем, что в первом варианте производим монтаж на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, также делаем демонтаж ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка и на участке ВЛ 35 кВ производим монтаж Заводская – Угловая, оборудование остается неизменным.

Расчет выполняется по следующей формуле:

$$К_{дем} = (К_{демЛЭП} + К_{демПС}) \cdot К_{ИНФ} \cdot К_{ЗОН}, \quad (27)$$

где $К_{демЛЭП}$ – стоимость демонтажа ЛЭП;

$К_{демПС}$ – стоимость демонтажа оборудования на ПС;

$К_{инф}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61 [30];

$К_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5 [30].

Затраты на демонтаж ВЛ в данном случае рассчитывается по формуле:

$$К_{демЛЭП} = К_{демПр110} \cdot l_{ЛЭП}, \quad (28)$$

где $К_{демПр110}$ - стоимость демонтажа проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм^2, принимается равной 6,36 тыс. руб. за 1 км линии [22].

$l_{ЛЭП}$ - длина линии, на которой производится демонтаж проводов.

Таким образы затраты на демонтаж ВЛ равны:

$$К_{демЛЭП} = 6,36 \cdot 6,21 = 39,49 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж оборудования ПС считается по следующей формуле:

$$К_{демПС} = К_{демТр} + К_{демВыкл}, \quad (29)$$

где $К_{демТр}$ – стоимость демонтажа трансформаторов, принимаем равной 14,8 тыс. руб.;

$К_{демВыкл}$ – стоимость демонтажа выключателей, принимаем равной 7,1 тыс. руб [22].

В варианте №1 затраты на демонтаж оборудования подстанций не учитывается.

Итоговые капиталовложения на демонтаж:

$$К_{дем} = 39,49 \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 273,07 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения, которые необходимы для сооружения электрической сети содержат в себе капиталовложения на демонтаж старого оборудования, сооружение ПС и ЛЭП, тыс. руб.:

$$К = К_{дем} + К_{ПС} + К_{ЛЭП} \quad (30)$$

Капиталовложения на сооружение ПС состоят из капиталовложений необходимых для покупки трансформаторов, сооружения ОРУ и постоянных затрат, которые включают затраты на благоустройство территории, покупку земли и подвод коммуникаций тыс. руб.:

$$К_{ПС} = (К_{ТР} + К_{КУ} + К_{ОРУ} + К_{ПОСТ} + К_{ОТ.З.}) \cdot К_{ИНФ} \cdot К_{ЗОН}, \quad (31)$$

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

$К_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

$К_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$К_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$К_{ОТ.З.}$ – затраты на отвод земли.

Капитальные вложения на строительство ПС равны 0.

Капиталовложения на строительство КЛ и ВЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$К_{ЛЭП} = К_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (32)$$

$$К_{ЛЭП} = (1100 \cdot 20,48) + (15000 \cdot 3,02) = 67828$$

где $К_0$ – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ЛЭП.

Для второго варианта расчеты приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет капитальных вложений

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
$К_{дем}$, тыс. руб.	273,07	1018,23
К, тыс. руб.	68101,07	33021,63

4.1.1 Расчет потерь электроэнергии

Целесообразно рассчитать потери электрической энергии в элементах сети, в указанном случае это будут потери в трансформаторах ($\Delta W_{ТР}$) и потери в ЛЭП ($\Delta W_{ЛЭП}$). Расчет производится по эффективной мощности:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \tag{33}$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{\left(P^{З}_{ЭФ}\right)^2 + \left(Q^{З}_{ЭФ}\right)^2}{U^2_{НОМ}} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{З} + \frac{\left(P^{Л}_{ЭФ}\right)^2 + \left(Q^{Л}_{ЭФ}\right)^2}{U^2_{НОМ}} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{Л}\ МВт \cdot ч, \tag{34}$$

где $T_{З}$, $T_{Л}$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

$P^{З}_{ЭФ}$, $P^{Л}_{ЭФ}$ - потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно;

$Q^{З}_{ЭФ}$, $Q^{Л}_{ЭФ}$ - потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно;

$R_{ЛЭП}$ – активное сопротивление линии, Ом.

Покажем для примера расчет ВЛ 110 кВ участка электрической сети Западная - Давыдовка:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(63{,}96)^2 + (25{,}57)^2}{110^2} \cdot 0{,}29 \cdot 5900 + \frac{(45{,}69)^2 + (18{,}27)^2}{110^2} \cdot 0{,}29 \cdot 2860 = 836{,}898 МВт \cdot ч$$

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{\left(P_{ЭФ}^{З}\right)^2 + \left(Q_{ЭФ}^{З}\right)^2}{n \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_З + \frac{\left(P_{ЭФ}^{Л}\right)^2 + \left(Q_{ЭФ}^{Л}\right)^2}{n \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_Л + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г \, МВт \cdot ч, \qquad (35)$$

где $P_{ЭФ}^{З}$, $P_{ЭФ}^{Л}$ – эффективные активные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$Q_{ЭФ}^{З}$, $Q_{ЭФ}^{Л}$ – эффективные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$ – годовое количество часов, равное 8760 часов.

Потери в ЛЭП будут равны потерям электрической энергии, тем самым в дальнейших расчетах не учитываем.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационными издержками называется сумма денежных средств, реализуемая на обеспечение работоспособности объектов энергетики. Они включают в себя:

- ежегодные амортизационные отчисления ($И_{АМ}$);

- издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования ($И_{ЭР}$);

- стоимость потерь электроэнергии ($И_{\Delta W}$).

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования берутся из Файбисовича [22].

$$И_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \qquad (36)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

Эксплуатационные издержки на ремонт необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии, определяются через нормы отчислений и капиталовложения:

$$И_{Экс} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot К_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot К_{ПС}, \quad (37)$$

$$И_{Экс} = 0,008 \cdot 67828 + 0,049 \cdot 0 = 542,62$$

где $\alpha_{Н.ЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{Н.ПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,049 [22].

Издержки стоимости потерь:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (38)$$

$$И_{\Delta W} = 836,898 \cdot 3,18 = 2661,33$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 3,18 руб/ кВт·ч [13].

Таблица 29 - Издержки

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
$И_{Экс}$	542,62	256,72
$И_{\Delta W}$	2661,33	2661,33

4.3 Определение статических приведенных затрат и ЧДД

Статические приведенные затраты определяются по формуле:

$$З = E_{Н.Д} \cdot К + И_{\Sigma}, \quad (39)$$

$$З = 0{,}1 \cdot 68101{,}07 + 3204 = 10014{,}107$$

где $E_{Н.Д}$ – норма дисконта, принимается равным 0,1;

$К$ – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

$И_{\Sigma}$ – суммарные издержки.

Полный технико-экономический расчет приведен в приложении Б. Результаты расчета приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Технико-экономические показатели для двух вариантов сети

Показатель	Вариант №1	Вариант №2
1	2	3
Капиталовложения, тыс. руб.	68101,07	33021,63
Издержки (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб.	542,62	256,72
Издержки, тыс. руб.	2661,33	2661,33
Приведенные затраты, тыс. руб.	10014,107	6220,26

Исходя из технико-экономического расчета делаем вывод, что вариант №1 оказывается дороже по всем показателям.

Разница между двумя этими вариантами равняется:

$$\varepsilon = \frac{З_{(1)} - З_{(2)}}{З_{(1)}} \cdot 100\%; \quad (40)$$

$$\varepsilon = \left| \frac{10014{,}107 - 6220{,}26}{10014{,}107} \right| \cdot 100\% = 37{,}88\,\%;$$

Отсюда делаем вывод, что к исполнению принят вариант реконструкции №2, в котором происходит добавление линии на участке Западная - Давыдовка и реконструкция этих ПС, также производится замена провода марки АС-120

на провод нового поколения на участке Западная – Шахта-7, а также на участке 35 кВ Заводская – Угловая производим замену провода АС-240 на провод нового поколения, для повышения пропускной способности линии, остальные подстанции и линии остаются такими же, так как они находятся в нормальном состоянии.

В работе рассматривается лишь реконструкция рассматриваемого района, предпочтение отдается варианту №2, как более рентабельный по экономическим показателям. Вариант №1 можно использовать в качестве начального этапа наиболее капитальной реконструкции сетей рассматриваемого района.

ЧДД для принятого варианта реконструкции электрической сети рассмотрим в п.11, после расчета ТКЗ, выбранного оборудования на ПС, молниезащиты и заземления на ПС, устройств РЗиА, а также расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов электрической сети.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают из-за дефекта целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие дефекты по различным причинам. Во многих случаях короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

Оборудование, а именно аппараты и токоведущие части, токоограничивающие устройства и др., должны быть выбраны с учетом величины возможно протекающего по ним тока. Для выполнения данных условий необходимо уметь определять ток короткого замыкания в любой момент [18]. В настоящее время расчет токов короткого замыкания производят с помощью электронно-вычислительной техники. В данном разделе расчет производится методом симметричных составляющих. Будет произведен расчет однофазных, двухфазных и трехфазных токов КЗ, рассчитанные значения будут использоваться для проверки и выбора основного электротехнического оборудования на ПС Западная и также для выбора и проверки уставок устройств РЗиА.

Для повышения точности результатов необходимо провести расчет в программе ПВК RastrRZ.

5.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС Западная в ПВК RastrWin3

Комплекс предусмотрен для расчета токов коротких замыканий трёхфазных, двухфазных, двухфазных на землю, однофазных, обратной, обратной, нулевой и прямой последовательности.

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. Для задания узлов существует вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности. Для расчета КЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования и/или эквивалентной

системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора. [8].

5.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Расчет ТКЗ необходимо производить с определенной целью теоретически возможного тока КЗ, из этого расчета производится выбор оборудования, а также расчета уставок РЗ.

При расчёте ТКЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов обратной и прямой последовательности, а также сопротивлений линий нулевой и прямой последовательности.

На АТЭЦ установлены генераторы типа ТВФ-100-2УЗ. Основные параметры приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Параметры генератора

Параметр	Тип генератора
	ТВФ-100-2УЗ
1	2
Активная мощность, МВт	100
Коэффициент мощности	0,85
Полная мощность, МВА	117,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	6475
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191

При расчете токов короткого замыкания необходимы параметры схемы замещения, которые определяются по нижеуказанным формулам.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d^{''} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_н} \quad (41)$$

где $X_d^{''}$ - переходное сопротивление генератора;

$S_н$ - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot X_{г.пр} \quad (42)$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-100-2УЗ:

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,206$$

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_л = x_0 \cdot l, \quad (43)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии;

l – длина линии.

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, для КЛ – принимаем равным 4. Также для КЛ характерно соотношение R_0/R_1 равное 10.

5.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Результаты расчета сведены в таблицу открыть – несимметрия – состав/несим. В столбце Тип выбирается тип КЗ, в столбце П1 номер расчетного узла. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

Таблица 32 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	Uном, кВ
1	2	3	4
у	1	Артемовская ТЭЦ	110
у	2	Г5 АТЭЦ НН	10
у	3	Г6 АТЭЦ НН	10
у	4	ПС Шахта-7 ВН	110
у	5	ПС Шахта-7 НН	6
у	6	ПС Западная ВН	110

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
зак	7	ПС Западная нейтр1	110
зак	8	ПС Западная нейтр2	110
у	9	ПС Западная СН1	35
у	10	ПС Западная СН2	35
у	11	ПС Западная НН1	6
у	12	ПС Западная НН2	6
у	13	ПС Кипарисово ВН	110
у	14	ПС Кипарисово НН	10
у	15	ПС Раздольное-1 ВН	110
зак	16	ПС Раздольное-1 нейтр	110
у	17	ПС Раздольное-1 СН	35
у	18	ПС Раздольное-1 НН	10
у	19	ПС Пушкинская ВН	110
у	20	ПС Пушкинская СН1	35
у	21	ПС Пушкинская НН1	10
зак	22	ПС Пушкинская нейтр 1	110
у	23	ПС Пушкинская СН2	35
у	24	ПС Пушкинская НН2	10
зак	25	ПС Пушкинская нейтр 2	110
у	26	ПС Давыдовка ВН	110
зак	27	ПС Давыдовка нейтр1	110
зак	28	ПС Давыдовка нейтр2	110
у	29	ПС Давыдовка СН1	35
у	30	ПС Давыдовка СН2	35
у	31	ПС Давыдовка НН1	6
у	32	ПС Давыдовка НН2	6
у	33	ПС Казармы	110
у	34	нейтр АТЭЦ 1	110
у	35	ПС Де-Фриз	110
у	36	нейтр АТЭЦ 2	110
у	37	ПС Славянка	110
у	39	ПС Надеждинская ВН	35
у	40	ПС Надеждинская НН	6
у	41	ПС Шмидтовка ВН	35

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
у	42	ПС Шмидтовка НН	6
у	43	ПС Тавричанка	35
у	44	ПС Артемовская ВН	35
у	45	ПС Артемовская НН	6
у	46	ПС Ключевая ВН	35
у	47	ПС Ключевая НН	6
у	48	ПС Шахтовая ВН	35
у	49	ПС Шахтовая НН	6
у	50	ПС Заводская ВН	35
у	51	ПС Заводская НН	6
у	52	ПС Угловая ВН	35
у	53	ПС Угловая НН	6
у	54	ПС Спутник	35
у	55	ПС Соловей ключ	35
у	56	СН АТЭЦ	35
у	57	ТСН ПС Владивосток	35
у	58	ПС Кролевцы	35
у	59	отпайка Казармы	110
у	60	отпайка Де-Фриз	110

Таблица 33 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	x0
1	2	3
Артемовская ТЭЦ - Г5 АТЭЦ НН	12,77	12,77
Артемовская ТЭЦ - Г6 АТЭЦ НН	12,88	12,88
Артемовская ТЭЦ - ПС Шахта-7 ВН	9,16	27,48
ПС Шахта-7 ВН - ПС Шахта-7 НН	86,7	86,7
ПС Шахта-7 ВН - ПС Шахта-7 НН	86,7	86,7
ПС Шахта-7 ВН - ПС Западная ВН	0,25	0,75
Артемовская ТЭЦ - ПС Западная ВН	16,285	48,87
Артемовская ТЭЦ - ПС Западная ВН	16,285	48,87
ПС Западная ВН - ПС Западная нейтр1	35,5	35,5
ПС Западная ВН - ПС Западная нейтр2	35,5	35,5
ПС Западная нейтр1 - ПС Западная СН1	0	0
ПС Западная нейтр2 - ПС Западная СН2	0	0
ПС Западная нейтр1 - ПС Западная НН1	22,3	22,3
ПС Западная нейтр2 - ПС Западная НН2	22,3	22,3
ПС Западная ВН - ПС Кипарисово ВН	8,54	25,62

Продолжение таблицы 33

1	2	3
ПС Кипарисово ВН - ПС Кипарисово НН	220,4	220,4
ПС Кипарисово ВН - ПС Раздольное-1 ВН	3,88	11,64
ПС Раздольное-1 ВН - ПС Раздольное-1 нейтр	88,9	88,9
ПС Раздольное-1 нейтр - ПС Раздольное-1 СН	0	0
ПС Раздольное-1 нейтр - ПС Раздольное-1 НН	52	52
ПС Раздольное-1 ВН - ПС Пушкинская ВН	3,87	11,61
ПС Пушкинская ВН - ПС Пушкинская нейтр 1	88,9	88,9
ПС Пушкинская ВН - ПС Пушкинская нейтр 2	88,9	88,9
ПС Пушкинская нейтр 1 - ПС Пушкинская СН1	0	0
ПС Пушкинская нейтр 1 - ПС Пушкинская НН1	52	52
ПС Пушкинская нейтр 2 - ПС Пушкинская СН2	0	0
ПС Пушкинская нейтр 2 - ПС Пушкинская НН2	52	52
ПС Пушкинская ВН - ПС Давыдовка ВН	13,29	39,87
ПС Западная ВН - ПС Давыдовка ВН	0,51	1,53
ПС Западная ВН - ПС Давыдовка ВН	0,51	1,53
ПС Давыдовка ВН - ПС Славянка	36,56	109,68
ПС Давыдовка ВН - ПС Славянка	36,56	109,68
ПС Давыдовка ВН - ПС Давыдовка нейтр1	56,9	56,9
ПС Давыдовка ВН - ПС Давыдовка нейтр2	56,9	56,9
ПС Давыдовка нейтр1 - ПС Давыдовка СН1	0	0
ПС Давыдовка нейтр2 - ПС Давыдовка СН2	0	0
ПС Давыдовка нейтр1 - ПС Давыдовка НН1	35,7	35,7
ПС Давыдовка нейтр2 - ПС Давыдовка НН2	35,7	35,7
ПС Давыдовка СН2 - ПС Тавричанка	2,28	6,84
ПС Давыдовка СН2 - ПС Тавричанка	2,28	6,84
ПС Давыдовка СН1 - ПС Шмидтовка ВН	7,86	23,58
ПС Шмидтовка ВН - ПС Шмидтовка НН	31,9	31,9
ПС Шмидтовка ВН - ПС Шмидтовка НН	31,9	31,9
ПС Шмидтовка ВН - ПС Надеждинская ВН	5,27	15,81
ПС Надеждинская ВН - ПС Надеждинская НН	8,4	8,4
ПС Надеждинская ВН - ПС Надеждинская НН	8,4	8,4
ПС Надеждинская ВН - ПС Западная СН1	3,32	9,96
ПС Надеждинская ВН - ПС Соловей ключ	4,32	12,96
ПС Соловей ключ - ТСН ПС Владивосток	6,52	19,56
ТСН ПС Владивосток - ПС Кролевцы	6,35	19,56
ПС Западная ВН - отпайка Казармы	4,76	14,28
ПС Западная ВН - отпайка Де-Фриз	4,76	14,28
отпайка Казармы - ПС Казармы	4,76	14,28
отпайка Де-Фриз - ПС Казармы	4,76	14,28
ПС Западная СН2 - ПС Артемовская ВН	4,84	14,52
ПС Артемовская ВН - ПС Артемовская НН	8,4	8,4
ПС Артемовская ВН - ПС Артемовская НН	8,4	8,4
ПС Артемовская ВН - ПС Ключевая ВН	1,76	5,28
ПС Ключевая ВН - ПС Ключевая НН	23	23
ПС Ключевая ВН - ПС Ключевая НН	23	23
ПС Ключевая ВН - СН АТЭЦ	4,14	12,42
ПС Артемовская ВН - ПС Шахтовая ВН	1,23	3,69

Продолжение таблицы 33

1	2	3
ПС Шахтовая ВН - ПС Шахтовая НН	11,1	11,1
ПС Шахтовая ВН - ПС Шахтовая НН	11,1	11,1
ПС Шахтовая ВН - СН АТЭЦ	3,304	9,9
ПС Западная СН1 - ПС Заводская ВН	1,215	3,66
ПС Западная СН2 - ПС Заводская ВН	1,215	3,66
ПС Заводская ВН - ПС Заводская НН	14,6	14,6
ПС Заводская ВН - ПС Заводская НН	14,6	14,6
ПС Заводская ВН - ПС Угловая ВН	1,22	3,66
ПС Угловая ВН - ПС Угловая НН	8,4	8,4
ПС Угловая ВН - ПС Угловая НН	8,4	8,4
ПС Угловая ВН - ПС Спутник	3,81	11,43
Артемовская ТЭЦ - нейтр АТЭЦ 1	35,5	35,5
Артемовская ТЭЦ - нейтр АТЭЦ 2	35,5	35,5
нейтр АТЭЦ 1 - СН АТЭЦ	0	0
нейтр АТЭЦ 2 - СН АТЭЦ	0	0
отпайка Казармы - ПС Де-Фриз	4,76	14,28
отпайка Де-Фриз - ПС Де-Фриз	4,76	14,28

Таблица 34 – Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	X	x2	E
1	2	3	4	5	6
1	АТЭЦ Г-5	2	0,179	0,218	10,5
2	АТЭЦ Г-6	3	0,179	0,218	10,5

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{ПО}^{(3)}, \quad (44)$$

где $I_{ПО}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}}, \quad (45)$$

где T_a – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Западная

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$, кА	$I_{ПО}^{(2)}$, кА	$I_{ПО}^{(1)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5
ВН ПС Западная	3,08	1,46	1,23	5,314
СН ПС Западная	5,14	2,49	2,50	8,868
НН ПС Западная	19,40	9,51	8,12	33,471

Значения токов КЗ используются в расчетах для выбора и проверки оборудования на ПС Западная.

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗАПАДНАЯ

Раздел представляет выбор электротехнического оборудования, установленного на ПС Западная. В разделе рассмотрим выбор и проверку выключателей; разъединителей; трансформаторов напряжений; трансформаторов тока; трансформатора собственных нужд; сборных шин; опорных изоляторов; ошиновку.

Подробная однолинейная схема с расположением выбранного оборудования изображена на листе графической части №3.

6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции при реконструкции

Выберем РУ ВН подстанции Западная, РУ СН и РУ НН не требуют изменений, так как ОРУ на СН и НН находятся в нормальном состоянии по степени надежности. Выбранная схема ОРУ - № 13Н «Две рабочие и обходная системы шин» РУ планируется осуществить открытым, так как установка дорогостоящего КРУЭ не выгодно, также для строительства ОРУ достаточно свободной территории в месте планируемого расположения. На листе №3 приведем подробную однолинейную схему ПС. Упрощенная однолинейная схема ОРУ 110 кВ представлена на рисунке 17. Схема обладает высокой надежностью [16].

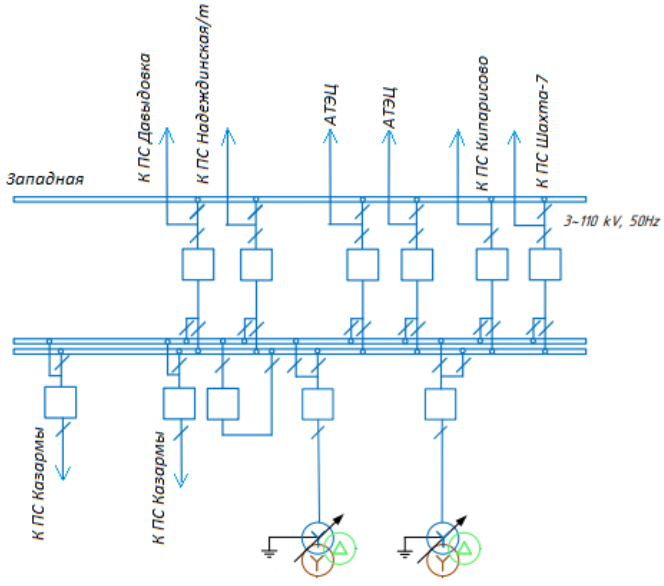


Рисунок 17 – Схема ОРУ 110 кВ ПС Западная

6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Гибкая ошиновка применяется в распределительных устройствах напряжение выше 35 кВ, выполненная проводниками марки АС или проводами трубчатого сечения. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на термическую и электродинамическую стойкость.

Гибкие шины прикрепляют на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим междуфазным расстоянием. Расстояние между фазами при напряжении 110 кВ - 3 м в следствии чего силы взаимодействия между фазами достаточны малы, проверку на электродинамическое действие для гибких шин пренебрегают.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{доп} > I_{\max}, \tag{46}$$

где $I_{\max}$ – расчетный ток наиболее тяжелого режима для электроустановки;

$I_{доп}$ – длительно допустимый ток для шин определенного сечения.

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 110 кВ – АС-300/39 (сталеалюминевый), так как $I_{доп} = 710$ А превышает $I_{\max} = 532,4$ А, то условие выполняется.

Проверку шин на схлестывание можно не делать, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{эквпр}}}\right), \quad (47)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82;

$r_{эквпр}$ – радиус провода, для АС-300/39 равен 1,2 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,63 \ \frac{кВ}{см}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{НОМ}}{r_{ПР} \cdot \lg \cdot \frac{1,26 \cdot D_{ср}}{r_{ПР}}}, \quad (48)$$

где U – номинальное напряжение;

$D_{ср}$ – среднее геометрическое междуфазное расстояние.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{2} \cdot D, \quad (49)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 110 кВ равно 5,0 м.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 629,9}{1,2}\right)} = 11,5 \ \frac{кВ}{см}.$$

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

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (50)$$

$$1,07 \cdot 11,5 \leq 0,9 \cdot 31,63;$$

$$12,31 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, это значит коронный разряд возникать не будет, выбранное сечение подходит по всем условиям и может использоваться для ошиновки РУ 110 кВ.

6.3 Выбор и проверка выключателей

Наиболее важным оборудованием на подстанции служат выключатели. Основное предназначение выключателей, это отключение электрических цепей в нормальных и аварийных режимах. Выключатели выбираются по параметрам: номинальное ток и номинальное напряжение. Проверка выключателя производится по отключающей способности и по термической устойчивости к ТКЗ.

На шинах напряжением 110 кВ в качестве линейных и трансформаторных выбираем элегазовые выключатели марки ВБП-110-III-31,5/2000УХЛ1. Их основной задачей является включение отключение электрических цепей и устройства АПВ при различных режимах работы.

Условия выбора выключателя, следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (51)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (52)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (53)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов;

$I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (54)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (55)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл.ном}$ - номинальный ток включения, кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} \geq i_{а\tau}; \quad (56)$$

где $i_{аном}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{а\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ, кА.

Значения данных величин находятся по следующим формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (57)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (58)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{сз.\min} + t_{св}; \quad (59)$$

где $t_{сз.\min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, $t_{сз.\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Если соблюдается условие $I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}$, но $i_{аном} < i_{a\tau}$, то допускается проверка отключающей способности и по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{a\tau}; \quad (60)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{П0}^{(3)}; \quad (61)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (62)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \le I_{тер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (63)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, кА^{2}с;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_K = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (64)$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (65)$$

где $t_{откл.выкл}$ - полное время отключения выключателя, с;

$t_{рз}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи, с.

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 36.

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (66)$$

$$B_к = 1,46^2 \cdot (2,5 + 0,05) = 5,43 кА^2 с;$$

$$B_{К.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (67)$$

$$B_{К.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800\ кА^2 \cdot с;$$

$$B_К \le B_{К.ном};$$

$5,43 \le 4800\ кА^2 \cdot с$ – условие выполняется;

Выключатели представляют собой цельно металлический корпус, с установленными на нем двух изоляторов из фарфора, которые образуют собой ввода выключателя. Для гашения дуги устройство располагается в корпусе полюса одного из вводов. В другом установлен трансформатор тока. Для защиты от нештатной ситуации на верхнем фланце установлено специальное защитное устройство.

Остальные выключатели выбираются аналогичным образом. Результат представлен в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВБП-110-III-31,5/2000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$ = 2000 А	$I_{мах}$ = 616 А	$I_{мах} \le I_{ном}$
$I_{вкл.ном}$ = 31,5 кА	$I_{П0}$ = 1,46 кА	$I_{вкл.ном} \ge I_{П0}$
$I_{откл.ном}$ =31,5 кА	$I_{П0}$ = 1,46 кА	$I_{откл.ном} \ge I_{П0}$,
$i_{дин}$ = 102 кА	$i_{уд}$ = 5,314 кА	$i_{дин} \ge i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976\ кА^2/с$	$B_к = 1,46^2 \cdot (2,5 + 0,05) = 5,43 кА^2 с;$	$B_К \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 37 – Максимальные токи по линиям

Линия	Максимальный ток, А
1	2
110 кВ	
ВЛ Западная - Давыдовка	598
ВЛ Западная – Шахта-7	573
ВЛ Западная - АТЭЦ	291
ВЛ Западная - Кипарисово	89
35 кВ	
ВЛ Западная - Артемовская	170
ВЛ Западная - Заводская	153
ВЛ Западная - Надеждинская	180
Максимальные токи сети, А	
ВН	616
СН	193
НН	113

Остальные параметры остаются неизменными, необходимо провести проверку по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ.}$ Выбранные выключатели удовлетворяют условиям и могут быть приняты к установке. Для распределительного устройства напряжением 35 кВ выбираем трансформаторные и линейные выключатели ВР35НС-35-25/1600-0/0 УХЛ1. Их задача, как и у выключателей на ВН, заключается в включении и отключении электрических цепей и устройств АПВ при различных режимах работы. Расчет производится аналогичным образом, как и на стороне ВН 110 кВ.

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВР35НС-35-25/1600-0/0 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}$ = 35 кВ	$U_{уст}$ =35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}$ = 630 А	I_{max} = 193 А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном}$ = 31 кА	$I_{П0}$ = 3,75 кА	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$
$I_{откл.ном}$ = 12,5 кА	$I_{П0}$ = 1,48 кА	$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$,
$i_{дин}$ = 9,387 кА	$i_{уд}$ = *8,868* кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875\ кА^2/с$	$B_K = 1,48^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 0,29\ кА^2/с$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$

Так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ.}$

Для КРУ 6 кВ к установке принимаем вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000УХЛ1. Задачей является автоматическое включение и отключение электрических цепей при нормальном режиме работы и в аварийном режиме. Расчет производится аналогичным образом.

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}$ = 6 кВ	$U_{уст}$ =6 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Iном = 1000 А	*Imax = 113 А*	$Imax \leq Iном$
$I_{вкл.ном}$ *= 20 кА*	$I_{П0}$ *= 9,51 кА*	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$
$I_{откл.ном}$ *= 20 кА*	$I_{П0}$ *= 9,51 кА*	$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$,
$i_{дин}$ *= 104 кА*	$i_{уд}$ *= 33,471 кА*	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Выключатель проходит по всем требуемым параметрам и значит может быть принят в эксплуатацию.

6.4 Выбор и проверка разъединителей

Алгоритм выбора разъединителей аналогичен алгоритму выбора выключателей, однако проверка на отключающую способность для разъединителей не проводится, так как их не используют для коммутации цепей, находящихся под напряжением.

На распределительном устройстве 110 кВ примем к установке разъединители РДЗ–1–110/1000 НУХЛ1 – с одним заземляющим ножом, и разъединитель РДЗ–2–110/1000 НУХЛ1 – с двумя заземляющими ножами. Выполним проверку разъединителя.

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РДЗ–1–110/1000 НУХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}$ = 110 кВ	$U_{УСТ}$ = 110 кВ	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$
$I_{НОМ}$ = 1000 А	$I_{\max}$ = 616 А	$I_{\max} \le I_{НОМ}$
$I_{Д.С.}$ = 80 кА	$i_{УД}$ = 15,83 кА	$i_{УД} \le I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 2974{,}58\ кА^2 \cdot с$	$B_К = 3{,}54\ кА^2 \cdot с$	$B_К \le B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 956{,}37\ кА^2 \cdot с$	$B_К = 3{,}54\ кА^2 \cdot с$	$B_К \le B_{К.ном}$

Так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{\max} \le I_{НОМ}$. Выбранные разъединители удовлетворяют условиям и могут быть приняты к установке.

Для РУ 35 кВ принимаем разъединитель марки РДЗ.1-35/1000УХЛ1 – разъединитель с двумя опорно-поворотных изоляторами на полюс, с заземлителем, однополюсный. Предназначен для использования в высоковольтных сетях и на открытых ПС переменного тока частотой 50 Гц. Расчет аналогичен.

Таблица 41 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РДЗ.1-35/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}$ = 35 кВ	$U_{УСТ}$ = 35 кВ	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$
$I_{НОМ}$ = 1000 А	$I_{\max}$ = 193 А	$I_{\max} \le I_{НОМ}$
$I_{Д.С.}$ = 20 кА	$i_{УД}$ = 8,868 кА	$i_{УД} \le I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 1875\ кА^2 \cdot с$	$B_К = 25{,}8\ кА^2 \cdot с$	$B_К \le B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 625\ кА^2 \cdot с$	$B_К = 25{,}8\ кА^2 \cdot с$	$B_К \le B_{К.ном}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям и могут быть приняты к установке.

6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока устанавливают во всех цепях, где есть выключатели, и он обязателен к установке в цепи генератора даже без генераторного выключателя.

Трансформатор тока выбирают по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Для установки выбираем трансформатор тока на стороне РУ 110 кВ ТОГФ 110-УХЛ1.

Приборы, подключаемые к ТОГФ–110–0,5/10р–600/5–УХЛ1 приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Приборы, подключаемые к ТОГФ–110–0,5/10р– 600/5 –УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	А – 05	–	10	–
Ваттметр	Ц1428.1	5	–	5
Варметр	Ц1428.1	5	–	5
Счетчик АЭ и РЭ	ЩМК120СП	1,5	–	10
ИТОГО		11,5	10	20

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\,НОМ} \geq \sum(Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}), \quad (68)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_{К.}, \quad (69)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{ПР} = r_{2НОМ} - \sum r_{ПРИБ} - r_К, \quad (70)$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

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

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

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (71)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{16,6}{5^2} = 0,66 \ \ Ом.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным:

$R_К$ = 0,1 Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$r_{ПР}$ = 2-0,66-0,1 = 1,24 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (72)$$

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

ρ = 0,0283 - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 43.

Таблица 43 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_Н$, кВ	l , м
1	2
110 кВ	60
35 кВ	48
6 кВ	4

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,24} = 1,36 \ \ мм^2 .$$

Принимаем алюминиевый АКРНГ кабель с сечением 4 мм^2.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,66+0,28+0,1 = 1,04 \ Ом.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 44.

Таблица 44 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТОГФ 110-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_Н$ = 110 кВ	$U_Р$ = 110 кВ	$U_Р \le U_Н$
$I_Н$ = 600 А	$I_{мах}$= 616 А	$I_{ма} \le I_Н$
Z_2 = 1,2 Ом	$Z_{2НОМ}$ = 1,01 Ом	$Z_2 \le Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 50$ кА	$I_{УД} = 4,624$ кА	$I_{УД} \le I_{ДИН}$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \ кА^2 / с$	$B_К = 24,61 \ кА^2 / с$	$B_К \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$

Аналогично выберем линейные разъединители, так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ.}$ Номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока на линейный выключатель 1000А. Токи термической и электродинамической стойкости равны соответственно 20 А и 64 А. Перепроверим оборудования по изменённым параметрам по длительному току $I_{мах} \leq I_{НОМ}$, по термической стойкости. Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке $B_К \leq B_{Кном}$ и электродинамической устойчивости $i_{УД} \leq I_{Д.С.}$ Принимаем на стороне РУ 35 кВ трансформатор тока ТВТ-35-3-600/5-1.

Приборы, подключаемые к ТВТ-35-3-600/5-1 приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Приборы, подключаемые к ТВТ-35-3-600/5-1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	5		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	-	0,8
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	-
ИТОГО		18,2		

Проверка трансформатора тока будет происходить также, как и на 110 кВ.

Сравним каталожные и расчетные данные для ТТ в таблице 46.

Таблица 46 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТВТ-35-3-600/5-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
U_H = 35 кВ	U_H = 35 кВ	$U_P \leq U_H$
I_H = 600 А	I_{max} = 193 А	$I_P \leq I_H$
Z_2 = 4,62 Ом	$Z_{2НОМ}$ = 1,06 Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН}$ = 40 кА	$I_{УД}$ = 7,349 кА	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА^2 / с	$B_K = 25,45$ кА^2 / с	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ.}$ Номинальный ток первичной обмотки ТТ на линейный выключатель 2000А. Токи термической и электродинамической стойкости равны соответственно 20 А и 40 А. Перепроверим оборудования по изменённым параметрам по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ}$, по термической стойкости.

Представленные выше ТТ подходят по условиям выбора и проверки, поэтому могут быть установлены.

Для КРУ 6 кВ выбираем трансформатор тока ТПШЛ-6-/1000. ТТ подключается к двум фазам А, С. Проверка будет проходить также, как и на 110 кВ, 35 кВ.

Приборы, подключаемые к данному ТТ приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Приборы, подключаемые к ТТ ТПШЛ-6-/1000

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	Э-335	0,5	-	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 234 ART	1,5	-	1,5
Счетчик РЭ	230ART2-00	1,5	-	1,5
ИТОГО		4,5	-	4,5

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТПШЛ-6-/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
U_H = 6 кВ	U_H = 6 кВ	$U_P \leq U_H$
I_H = 1000 А	I_{max} =113 А	$I_P \leq I_H$
Z_2 = 0,4 Ом	$Z_{2НОМ}$ = 0,33 Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН}$ = 120 кА	$I_{УД}$ = 27,975 кА	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800\ кА^2/с$	$B_K = 389,06\ кА^2/с$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$

Так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ.}$ Номинальный ток первичной обмотки

ТТ на линейный выключатель 1000А. Токи термической и электродинамической стойкости равны соответственно 60 А и 120 А. Перепроверим оборудования по изменённым параметрам по длительному току $I_{max} \leq I_{НОМ}$, по термической стойкости.

Представленный выше ТТ подходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения в сравнении с силовыми трансформаторами отличаются разве тем, что мощность первых в несколько раз меньше. При достаточно низкой мощности трансформатора напряжения, можно добиться его работы в режиме холостого хода.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [10].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 110 кВ, которая приведена в таблице 49.

Таблица 49 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	3	5	15
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	3	7,5	22,5
Ваттметр	СР3021	13	5	65
Варметр	СВ3021	13	5	65
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	13	1	13
Итого				180,5

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \le U_{НОМ}; \quad (73)$$

$110 \le 110\ кВ$ – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{ПРИБ} \le S_{НОМ}; \quad (74)$$

$$S_{ПРИБ} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2}; \quad (75)$$

$S_{ПРИБ} = 180,5\ ВА;$

$180,5 \le 400\ ВА$ – условие выполняется;

В РУ 110 кВ устанавливаем НАМИ-110-УХЛ1. Устанавливается в сетях с частотой переменного тока 50 Гц, главной целью которого является передача информации на измерительные приборы, а также аппаратуре, релейной защиты, и автоматики. Конструкция трансформатора НАМИ-110 одноступенчатая не каскадная. Сравнение параметров приведено в таблице 50.

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-110-УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 110$ кВ	$U_{Н} = 110$ кВ	$U_{НТ} \ge U_{Н}$
$S_{Н} = 400$ ВА	$S_{Р} = 180,5$ ВА	$S_{Н} \ge S_{Р}$

Аналогичным образом производится выбор на стороне 35 кВ. Выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1.

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты укажем в таблице 51.

Таблица 51 – Вторичная нагрузка ТН на СН (на одну фазу)

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Ваттметр	СР3021	2	5	10
Варметр	СВ3021	2	5	10
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	7	1	7
Итого				52

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 52.

Таблица 52 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 35$ кВ	$U_{Н} = 35$ кВ	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 360$ ВА	$S_{Р} = 52$ ВА	$S_{Н} \geq S_{Р}$

Представленные выше ТН подходят по условиям выбора и проверки, поэтому могут быть установлены.

Аналогичным образом производится выбор на стороне 6 кВ. Выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-6 УХЛ1. Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты укажем в таблице 53.

Таблица 53 – Вторичная нагрузка ТН на СН (на одну фазу)

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Ваттметр	СР3021	2	5	10
Варметр	СВ3021	2	5	10
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	13	1	13
Итого				58

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 54.

Таблица 54 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-6 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 6$ кВ	$U_{Н} = 6$ кВ	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 75$ ВА	$S_{Р} = 58$ ВА	$S_{Н} \geq S_{Р}$

Представленные выше ТН подходят по условиям выбора и проверки, поэтому могут быть установлены.

6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для изоляции укрепления проводов воздушных линий на опорах

Выбор опорных изоляторов происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \quad (76)$$

$110 \le 110\ кВ$ – условие выполняется.

На напряжение 110 кВ выбираем опорные изоляторы марки ОСК-12,5-110-Б-2-УХЛ1. Высота изолятора равна: $H_{ИЗ} = 1050\ мм$.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Расчетная нагрузка на изолятор определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, указанной в паспортных данных изоляторов [9].

Определяем допустимую нагрузку на головку изолятора, Н:

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F \tag{77}$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 10000 = 6000\ H$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \tag{78}$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}} \tag{79}$$

$$k_h = \frac{1050 + 842 + \frac{12}{2}}{1050} = 1,80$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{4,62^2}{1} \cdot 10 \cdot 1,80 \cdot 10^{-7} = 6,65$$

$$F_{расч} \le F_{ДОП}, \tag{80}$$

$6,65 \le 6000\ H$ – условие выполняется и изолятор подходит для установки.

Выбор изоляторов на 35 кВ:

На сторону СН выбираем опорный изолятор типа ОСК 8-35-3 УХЛ1. Предназначается для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и в распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного тока напряжением 35 кВ. Расчет изоляторов производится аналогичным образом, как и для 110 кВ.

Параметры данных изоляторов сведены в таблицу 53.

Таблица 53 – Выбор изоляторов 35 кВ

Выбор и проверка	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35\ кВ$	$U_{УСТ} = 35\ кВ$	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 372,65\ А$	$S_{р} = 657\ А$	$F_{ДОП} \le F_{расч}$

Выбранные изоляторы удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

Выбор изоляторов на 6 кВ:

На сторону НН принимаем изолятор марки ИО-6-3,75. Они служат для встраивания в КРУ, являются комплектующими изделиями. Условия работы заключаются в том, что высота над уровнем моря не более 1000 м, окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая пыли, химически активных газов и паров в концентрациях. Расчет изоляторов производится аналогичным образом, как и для 110 кВ.

Параметры данных изоляторов сведены в таблицу 54.

Таблица 54 – Выбор изоляторов 6 кВ

Выбор и проверка	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6\ кВ$	$U_{УСТ} = 6\ кВ$	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 739,7\ А$	$S_{р} = 1546\ А$	$F_{ДОП} \le F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов как для ОРУ 110-35 кВ, так и для КРУ 6 кВ.

6.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Установим на НН 6 кВ ТСН марки ТМ-250/6 – трехфазный с естественной циркуляцией масла. Он имеет высокую надежность, степень защиты является одной из лучших, в дорогостоящем обслуживании не нуждается. Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 55.

Таблица 55 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ	14	0,95	0,33	5,3
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 6 кВ	6	0,9	0,48	3,2
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Освещение ОРУ 35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	138,2			72,1

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}\,, \tag{81}$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8[15];

$P_{расч}, Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей СН.

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{138,2^2 + 72,1^2} = 124,7 \text{ кВА}$$

Примем к установке данный трансформатор ТМ-250/6.

6.9 Выбор ячеек КРУ

В качестве распределительного устройства 6 кВ выбираем КРУ серии КРУ-К-63 производство ЗАО «Электрощит». Данные КРУ предназначены для приема и передачи электрической энергии переменного трёхфазного тока промышленной частоты 50 Гц и номинальным напряжением 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Преимущества КРУ серии К-63:

- Высокая степень заводской готовности изделия в пределах транспортных блоков;

- Минимальный объем работ и расходы на монтажные работы на объекте;

- Оснащение принудительной вентиляцией, электроконвекторами, тепловыми завесами, кондиционерами и сплит-системами для создания оптимальных условий работы ремонтно-обслуживающего персонала (по требованию заказчика);

- Наличие кронштейнов воздушных вводов с жесткой ошиновкой, исключающих механические воздействия на проходные изоляторы от гибкой ошиновки стороны 6(10) кВ ПС;

Таблица 56 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000УХЛ1
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000,1600,2000,3150
Габариты шкафа, мм: ширина / глубина /высота	750/1060; 1250; 2200

Сопоставление номинальных параметров КРУ-К-63 с расчетными параметрами приведены в таблице 57.

Таблица 57 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ-К-63

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}$ = 6 кВ	$U_{уст}$ = 6 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном}$ = 3150 А	I_{max} = 113 А	$I_{max} \le I_{ном}$
$i_{дин}$ = 81 кА	$i_{уд}$ = 27,975 кА	$i_{дин} \ge i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75$ кА^2 / с	$B_K = 355,6$ кА^2 / с	$B_K \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ данной серии подходят для установки по всем параметрам и может быть принят к установке.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗАПАДНАЯ

Целью данного раздела является расчет контура заземления для молниезащиты, выбор ОПН и оценка надежности молниезащиты проектируемой ПС Западная. В исходных данных использовалась площадь ПС Западная, максимальная высота установленного оборудования, выбранного в предыдущем разделе. На листе графической части №4 изображен план и разрез ПС Западная.

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Заземление в зависимости от назначения обладает 3 функции- рабочее заземление, заземление молниезащиты и заземление с точки зрения электробезопасности (защитное).

Заземление молниезащиты применяется для отвода тока молнии в землю от мест, в которые произошёл удар молнии.

Рабочее напряжение необходимо для нормальной работы электроустановок, к нему относится заземление нейтрали трансформаторов.

Защитное заземление необходимо для защиты персонала от напряжения прикосновения.

Заземляющее устройство подстанции 110/35/6 кВ подстанции Западная должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции Западная:

$$S = (187,8 + 2 \times 1,5) \times (232,4 + 2 \times 1,5) = 44914,3 м^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: d = 10 мм, $L_в$ = 5 м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в}$ = 78,5 мм^2

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_к^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (82)$$

где $I_к^{(1)}$ – ток короткого однофазного замыкания;

t – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β – коэффициент, для стали равный 21.

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{1,23^2 \cdot 2,5}{400 \cdot 21}} = 53,1 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср}\left(d_{пр} + \delta_{ср}\right), \quad (83)$$

где δср – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$S_{ср} = a_к \cdot \ln\left(T\right)^3 + b_к \cdot \ln\left(T\right)^3 + c_к \cdot \ln\left(T\right)^3 + d_к, \text{мм} \quad (84)$$

где Т – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_к$, b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot \ln\left(240\right)^3 + 0,00915 \cdot \ln\left(240\right)^3 + 0,0104 \cdot \ln\left(240\right)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3{,}14 \cdot 0{,}78\left(10 + 0{,}78\right) = 25{,}4\,мм^2.$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$S_{пр.в.} \geq F_{т.с} + F_{кор}; \qquad (85)$$

$$78{,}5 \geq 53{,}1 + 25{,}4$$

По результатам проверки подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов, не должна превышать 6 × 6 метров [13].

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом a_q = 6 м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q}\right) \cdot 2\,м; \qquad (86)$$

$$L = \left(\frac{44914{,}3}{6}\right) \cdot 2 = 14971{,}43\,м.$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами а, тогда $a = \sqrt{44914,3} = 211,92$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \quad (87)$$

$$m = \frac{14971,43}{2 \cdot 211,92} - 1 = 34,3.$$

Принимаем ближайшее значение – 34 штуки.

Длина ячейки $a_m = a / m = 211,92 / 34 = 6,23$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m+1) = 2 \cdot a \cdot (m+1) \text{ м}; \quad (88)$$

$$L = 14971,43 \text{ м}.$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_в = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_в} \cdot l_в}; \quad (89)$$

$$n_в = \frac{4 \cdot 211,92}{6} = 141,28.$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_в$ – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_в$= 141 шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho_{экв} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_в \cdot l_в} \right), \quad (90)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_в / \sqrt{S}$, равный 0,02.

$$\rho_{экв} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (91)$$

где $h_{1э} = l_в + h_з = 5 + 0,8 = 5,8$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 200$ Ом·м, $h_1 = 0,8$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 700$ Ом·м, $h_2 = 2,5$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{экв} = \frac{5,8}{\frac{0,8}{600} + \frac{2,5}{1000}} = 766 \text{ Ом·м};$$

$$R_{ст} = 766 \cdot \left(\frac{0,02}{211,92} + \frac{1}{14971,43 + 141 \cdot 5} \right) = 0,12 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление $R_и$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_и$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и} \quad (92)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (93)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 45 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 211{,}92}{(766 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 1{,}8$$

$$R_{и} = 0{,}12 \cdot 1{,}8 = 0{,}22 \leq 0{,}5 \text{ Ом – для 110 кВ}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты является часть пространства около молниеотвода, вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода [2].

Расчет по производится для защиты объектов подстанции Западная, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

– 11 м для порталов ОРУ 110кВ;

– 8 м для порталов 35 кВ;

– 6 м для остального оборудования.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_o на уровне земли.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \text{ м;} \quad (94)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м;}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \text{ м;} \quad (95)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Устанавливаем четыре прикрепленных к порталам ОРУ 110 кВ молниеотвода. В графической части будет отражено на листе 4.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}}, \quad (96)$$

где h_{cx} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{co} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{сг12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) \quad (97)$$

$$h_{сг12} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (96,2 - 30) = 13,65 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны равна:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{1-2} - 2h)}{h}\right) \text{м,} \quad (98)$$

$$r_{c0} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (96,2 - 2 \cdot 30)}{30}\right) = 23,67 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{сг12} - h_{лп}}{h_{сг12}} \text{ м,} \quad (99)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{13,65 - 11}{13,65} = 6,05 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}}\right) \text{м,} \quad (100)$$

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии РУ представлены в таблице 58:

Таблица 58 – Параметры молниезащиты

Молние-отводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci}, м		
		11м	8м	6м
1-2	13,65	6,05	17	15,4
2-3	17,7	11,07	15,65	18,7
3-4	14,6	5,8	10,6	13,9
1-4	17,7	11,3	15,9	18,86

7.3 Выбор и проверка ОПН

В данном пункте требуется выбрать ОПН на шинах ПС Западная для защиты ТН от перенапряжений согласно [3].

На стороне 110 кВ ТН выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1 (4 класс энергоемкости).

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор по напряжению установки:

$$U_{УСТ} \le U_{НОМ};\tag{101}$$

$110 \le 110\,кВ$ - условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}};\tag{102}$$

$$U_{Н.Р.Д} \le U_{Н.Р.НОМ};\tag{103}$$

$U_{Н.Р.С.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети равно 126 кВ;

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4\,кВ$$

$76,4 \le 88\,кВ$ - условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0};\tag{104}$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 2,3 = 2,76\,кА$$

Условие выполняется.

Проверка ОПН по энергоемкости.

Согласно [26] удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ должна быть не менее 2,1. Для выбранного ОПН энергоемкость составляет 3,2 кДж/кВ. Таким образом, условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при трехфазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{Н.Р} = 1{,}15 \cdot \frac{U_{Н.Р.С}}{\sqrt{3}}; \quad (105)$$

$$U_{Н.Р} = 1{,}15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73{,}03 кВ$$

$$U_{У} = 1{,}4 \cdot U_{Н.Р.}; \quad (106)$$

$$U_{У} = 1{,}4 \cdot 73{,}03 = 102{,}24 кВ$$

Кратность перенапряжения равна:

$$U_{КР.П} = \frac{U_{У}}{U_{Н.Р.НОМ}}; \quad (107)$$

$$U_{КР.П} = \frac{102{,}24}{88} = 1{,}16$$

Допустимая кратность перенапряжений для выбранного ОПН за время 1200 с равна 1,16.

Время, в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН, $t_{ОПН} = 204\,с$;

Значение средней длительности при одностороннем отключении трехфазного КЗ согласно [26], $t_{У} = 4\,с$.

$$t_{ОПН} > t_{У};$$ (108)

$204 > 4\,c$;

Условие выполняется.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях оборудования 110-500 кВ определяется как:

$$U_{ОСТ.К} = \frac{\sqrt{2} \cdot К_{И} \cdot K_{К} \cdot U_{ИСП}}{1,2};$$ (109)

где $U_{ИСП}$ - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно ГОСТ-1516.3-96 [7] равно 200 кВ;

$К_{И}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием;

$K_{К}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для аппаратов согласно [25] $К_{И}$ = 1,1, $К_{К}$.= 1

$$U_{ОСТ.К} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 200}{1,2} = 259,3 кВ$$

Для выбранного ОПН, $U_{ОСТ.НОМ}$ = 253 кВ

$$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К};$$ (110)

$253 < 259,3$ условие выполняется.

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН:

Согласно ГОСТ 9920 – 89 [6] для района со второй степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{утеч} = 2,0 см$

Для выбранного ОПН, $l_{утеч.НОМ} = 2,5 см$.

$$l_{утеч.НОМ} > l_{утеч.}; \quad (111)$$

$2,5 > 2,0$ условие выполняется.

Все результаты сводятся в таблицу 59.

Таблица 59 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 110 кВ ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1(4 класс энергоемкости).

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{УСТ} = 110 кВ$	$U_{НОМ} = 110 кВ$	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
$U_{Н.Р.Д} = 76,4 кВ$	$U_{Н.Р.НОМ} = 88 кВ$	$U_{Н.Р.Д} \le U_{Н.Р.НОМ}$;
$1,2 \cdot I_{П0} = 2,76 кА$	$I_{В.Б.} = 40 кА$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0}$;
$W_P = 2,1 кДж / кВ$	$W_{ОПН} = 3,2 кДж / кВ$	$W_{ОПН} \ge W_P$;
t = 4 с	$t_{ОПН}$ = 204 с	$t_{ОПН} > t$;
$U_{ОСТ.К} = 253 кВ$	$U_{ОСТ.НОМ}$ = 259,3 кВ	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К}$;
$l_{утечНОМ} = 2,0 см$ / кВ	$l_{утечНОМ} = 2,5 см$ / кВ	$l_{утеч.НОМ} > l_{утеч.}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Выбираем ОПН на шинах ОРУ 35 кВ и КРУ 6 кВ. Алгоритм расчета аналогичен приведенному выше, за исключением определения удельной энергоемкости, которая определяется по следующей формуле:

$$W_{УД} = \frac{W_1 \cdot n}{U_{Н.Р.НОМ}}; \quad (112)$$

где W_1 – энергия, рассеиваемая в ОПН за один цикл зажигания и гашения дуги;

n – число зажиганий дуги, определяется по следующей формуле;

$$n = 30 - 0{,}1 \cdot I_C; \quad (113)$$

где I_C – емкостный ток замыкания на землю, принимаем равным наименьшему току ОЗЗ, при котором требуется компенсация. Согласно [16] ток равен 20 А.

$$n = 30 - 0{,}1 \cdot 20 = 28;$$

Далее по графикам зависимости от I_C и остающегося напряжения ОПН указанным в [26], определяется W_1.

$$W_{УД} = \frac{0{,}125 \cdot 28}{88} = 0{,}039 \; кДж / кВ;$$

Для выбранного ОПН $W_{НОМ} = 4{,}8 \; кДж / кВ$, далее выполняется проверка по следующему условию:

$$W_{НОМ} \geq W_{УД}; \quad (114)$$

$4{,}8 \geq 0{,}039 \; кДж / кВ$ – условие выполняется;

Сравнение расчетных и каталожных значений по выбранному ОПН представлены в таблице 60 и в таблице 61 для шин 6 кВ.

Таблица 60 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 35 кВ ОПНп-35/40,5-10/650 II УХЛ1 (3 класс энергоемкости).

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{УСТ} = 35 кВ$	$U_{НОМ} = 35 кВ$	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
$U_{Н.Р.Д} = 24,55 кВ$	$U_{Н.Р.НОМ} = 50,6 кВ$	$U_{Н.Р.Д} \le U_{Н.Р.НОМ}$;
$1,2 \cdot I_{П0} = 4,32 кА$	$I_{ВБ} = 10 кА$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0}$;
$W_P = 4,8 кДж / кВ$	$W_{ОПН} = 5,0 кДж / кВ$	$W_{ОПН} \ge W_P$;
t = 4 с	$t_{ОПН} = 32,5$ с	$t_{ОПН} > t$;
$U_{ОСТ.К} = 99,6 кВ$	$U_{ОСТ.НОМ} = 103,7$ кВ	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К}$;
$l_{утечНОМ} = 1,2 см /$ кВ	$l_{утечНОМ} = 1,6 см /$ кВ	$l_{утеч.НОМ} > l_{утеч.}$

Таблица 61 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 6 кВ ОПН-6-П (2 класс энергоемкости)

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{УСТ} = 6 кВ$	$U_{НОМ} = 6 кВ$	$U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
$U_{Н.Р.Д} = 5,34 кВ$	$U_{Н.Р.НОМ} = 8,5 кВ$	$U_{Н.Р.Д} \le U_{Н.Р.НОМ}$;
$1,2 \cdot I_{П0} = 11,33 кА$	$I_{ВБ} = 10 кА$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0}$;
$W_P = 2,1 кДж / кВ$	$W_{ОПН} = 2,7 кДж / кВ$	$W_{ОПН} \ge W_P$;
t = 4 с	$t_{ОПН} = 104$ с	$t_{ОПН} > t$;
$U_{ОСТ.К} = 5,83 кВ$	$U_{ОСТ.НОМ} = 7,34$ кВ	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К}$;
$l_{утечНОМ} = 2,0 см /$ кВ	$l_{утечНОМ} = 2,5 см /$ кВ	$l_{утеч.НОМ} > l_{утеч.}$

Выбранные ОПН могут быть приняты к установке на ПС Западная.

7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС Западная

В данном пункте рассмотрена надежность молниезащиты подстанции Западная ОРУ 110 кВ, для чего рассчитана величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений.

Каждая электроустановка имеет изоляцию, рассчитанную на её номинальное напряжение. При превышении напряжения сверх наибольшего рабочего наблюдается перенапряжение.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Для защиты подстанционного оборудования от прямых ударов молнии используется система молниеотводов.

Число грозовых разрядов в сооружение определятся:

$$N_c = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot 10^{-6} \ , \qquad (115)$$

где p_o - плотность разрядов молнии на 1 км2 земной поверхности;

A, B – длина, ширина сооружения, м;

$R_{экв}$-эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, м.

При $h \leqslant 30$ м.

$$R_{экв} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30} \ , \qquad (116)$$

$$R_{экв} = 5 \cdot 30 - \frac{2 \cdot 30^2}{30} = 90 \text{ м};$$

где h – высота молниеотвода.

$$p_o = 0,05 \cdot N_{г.ч} = 0,05 \cdot 21 = 1,05 \, , \qquad (117)$$

где $N_{г.ч.}$- число грозовых часов.

Надежность защиты ОРУ станций и подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы в год. Это число может быть определено по формуле:

$$N_{п.у} = p_о \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{пр} + \eta_{оп} \cdot P_{оп}) \cdot 10^{-6} \quad (118)$$

$$N_{п.у} = 1,05 \cdot (187,8 + 2 \cdot 90) \cdot (232,4 + 2 \cdot 90) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,898 + 0,9 \cdot 0,0001) \cdot 10^{-6} = 1345$$

$\eta_{пр}$, $\eta_{оп}$ - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ОРУ и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается 0,9 [20]);

P_{α} - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы (принимается 0,005 [20]);

$P_{оп}$ - вероятность обратного перекрытия;

$P_{пр}$ - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ.

Величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений, лет [20]:

$$T_{п.у} = \frac{1}{N_{п.у}} = \frac{1}{1345} = 743 \text{года} \quad (119)$$

$T_{п.у}$ для напряжения 110 кВ должно быть не ниже 700 лет. Условие выполняется.

Среднее число опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом объекте в течение года

$$N\text{в} = N \cdot N_{г.ч} \cdot l_{о.з} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (P_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{оп} \cdot P_{оп} \cdot \psi_{оп}) \cdot 10^{-4} \quad (120)$$

$$N\text{в} = 30 \cdot 21 \cdot 4 \cdot 8 \cdot (1 - 0,6) \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,067 \cdot 0,001 \cdot 0,128) \cdot 10^{-4} = 3,635 \cdot 10^{-3}$$

где N - число грозовых ударов в ВЛ длиной 100 км при 100 грозовых часах в год;

$l_{о.з}$.- длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$, $k_э$ - число отходящих ВЛ и коэффициент их взаимного экранирования;

P_α - вероятность прорыва молнии на провод;

$\delta_{оп}$ -доля грозовых ударов в опоры и прилегающие участки троса, о.е.;

$P_{оп}$ - вероятность обратного перекрытия линейной изоляции;

$\psi_{пр}$, $\psi_{оп}$ - доли опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провод и при обратных перекрытиях изоляции ВЛ, о.е [19].

Средняя повторяемость перенапряжений, возникающих на защищаемой ПС, в годах:

$$T_{н.в} = \frac{1}{N_{н.в}}, \qquad (121)$$

$$T_{н.в} = \frac{1}{3,635 \cdot 10^{-3}} = 275 \text{ лет.}$$

Должны соблюдаться рекомендуемые показатели надежности грозозащиты в зависимости от класса напряжения ПС. Для напряжения 110 кВ $T_{н.в}$ должно быть равно 200-400 лет. Рекомендуемые показатели соблюдаются, следовательно молниезащита имеет достаточную надежность

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЛЭП ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В этом разделе ВКР приводится описание конструктивного исполнения ЛЭП, с помощью которых ПС Западная подключена к электрической сети при её реконструкции. Она подключается при помощи ВЛ ПС Западная-ПС Давыдовка и ПС Западная -Шахта-7. Приведено описание одной воздушной линии ПС Западная-ПС Давыдовка длиной 20,48 км.

На данном участке применяется железобетонные опоры. Железобетонные опоры типа СК-26 с шифрами ПБ-110-1, П110-8. Используется фундамент под опоры типа грибовидный железобетонный подножник шифром ФЗ.

Выбор изоляции.

Изоляция производиться по удельному эффективному пути утечки в зависимости от загрязнения атмосферы.

Выбор линейной арматуры.

Для крепления провода ЛЭП к опоре применяются изоляторы подвесные в натяжных подвесках типа ПС-12 с 12 изоляторами в одной гирлянде и подвесные в поддерживающих подвесках типа ПС6Б с 15 изоляторами в одной гирлянде.

Параметры изолятора ПС6Б (подвесной тарельчатый стеклянный):

1) Разрушающая электромеханическая нагрузка 60 кН;
2) Строительная высота 130 мм;
3) Диаметр тарелки 255;
4) Диаметр стержня 16 мм;
5) Длина пути утечки 295мм.

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура. Основные виды линейной арматуры необходимые для реконструируемой воздушной линии:

1) зажимы, которые служат для закрепления проводов и тросов;

2) сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

3) соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;

4) Защитная арматура (кольца), предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [13].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [13].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [13].

На рассматриваемом участке применяется сцепная арматура для провода типов КГП-12-1, СК-12-1, ПТМ-12-2, ПРР-12-1, и для троса

типов КГП-7-1, СК-7-1, У1-7-16, ПГ-1-11. Так же применяется соединительная арматура для провода типов САС-330-1 и НАС-330-1. Защитная арматура для провода типа ГВН-16-5 и для троса РРВ.

Защита от перенапряжений и заземление.

Для защиты от перенапряжений применяется молниезащитный трос марки С-70 с защитным углом 28º. На промежуточных опора искровой промежуток 40 мм, а на анкерных опорах120 мм.

Воздушные линии с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [13].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [13].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [13].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м.

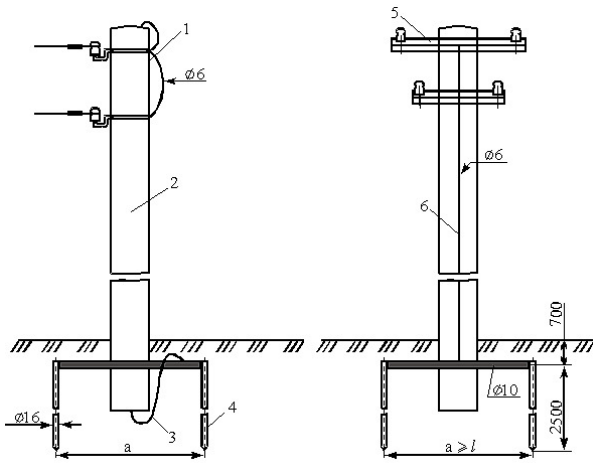


Рисунок 18 - Схема заземления металлических и ж/б опор.

Сечение заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм2, а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [13].

Рассматриваемый участок пересекает автодороги, грунтовые дороги, воздушные линии от 6 до 110 кВ. Также проходит через такие местности по трассе: лес, поле, болото, крупные овраги и населенные места.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕКОЙ СЕТИ

В данном разделе приведен выбор и описание релейной защиты и автоматики на реконструируемой подстанции и прилегающих к ней подстанциям.

9.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети

Выбор устройств РЗА производится непосредственно на подстанции Западная, а именно устройство зашиты силового трансформатора, а также на ЛЭП, от которых подстанция запитана.

Для линии 110 кВ Западная - Давыдовка комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

– защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;

– пофазное АПВ;

– защиту от перегрузки;

– устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;

– определение места повреждения;

– осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

К ненормальным и опасным режимам работы силового трансформатора относятся:

- замыкания внутри обмоток трансформатора,

- замыкание на землю или на нейтраль одного или всех выводов трансформатора с высокой или низкой стороны,

- межфазные замыкания внутри обмоток и со стороны выводящих шин,

- перегрузка по одной или трем фазам, приводящим к повышению тока, проходящего через обмотки.

Во всех этих случаях сигналом возникновения опасной ситуации служат повышение проходящего через короткозамкнутый участок тока и понижение напряжения.

Релейная защита должна надежно зафиксировать отклонение напряжения или тока и отключить силовой трансформатор или поврежденный участок.

Для этих целей служат несколько видов релейных защит.

МТЗ - срабатывает при превышении тока, проходящего через трансформатор. Реле автоматики А0 и А1 срабатывают при токе, превышающем ток короткого замыкания для данной обмотки. Измерение тока осуществляется через трансформатор тока, включенного на две шины А и С.

Для отключения трансформатора при однофазных и многофазных замыканиях на землю служит защита от токов нулевой последовательности.

Для эффективно заземленных схем ТТ автоматики включается непосредственно на нейтраль.

Для остальных случаев защита нулевой последовательности выполняется аналогично МТЗ, только трансформаторы тока подключаются одним выводом к заземлению.

Релейная защита должна удовлетворять нескольким требованиям. КЗ на одном участке не должно приводить к отключению всей цепи электроснабжения и осуществляться с минимальным временем. Измерительные цепи должны обеспечивать надежное срабатывание при заданных значениях тока или напряжения в защищаемых линиях.

Для защиты линии требуется к установке двух аналогичных терминалов из соображений надежности. Выбор устройств защит линий произведен для ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка. Для выполнения функций линейных защит принимаются к установке терминалы Сириус-З-ЛВ-03. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-З-ЛВ-03» предназначено для защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью,

а также управления, автоматики и сигнализации высоковольтного выключателя с трехфазным управлением (АУВ, АПВ и УРОВ). Устройство включает в себя следующие защиты:

– четырехступенчатая дистанционная защита с независимой выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий: 1-я ступень ДЗ дополнительно;

– пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности с независимой выдержкой времени от коротких замыканий на землю: имеет орган направления мощности нулевой последовательности (двустороннего действия); предусмотрена возможность задания для каждой ступени направления действия, либо выполнение ее без направленности;

– трехфазная ненаправленная токовая отсечка с возможностью задания режима работы.

9.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС

Приводится расчет параметров срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора и резервных защит (МТЗ, ЗП).

Расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т». Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Для определения номинальных данных трансформаторов тока, необходимо также знать тип ТТ. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока принимаются исходя из номинальных токов по сторонам силового трансформатора (ближайшее большее значение).

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2}=7$. 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 гармоники $I_{диф}/I_{ном}=4$, что соответствует $2,5\cdot 4=10$ 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 $7\cdot 0,35=2,46$. 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:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс}k_{НБ}I_{КЗвнешМАХ}, \qquad (122)$$

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 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.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 10,74 = 9,02$$

Принимается уставка - 8.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка $I_{д1} / I_{ном}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимается базовая уставка $I_{д1} / I_{ном} = 0,3$

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ}, \quad (123)$$

Где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2 – 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 некоторыми метрологическими

погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{СКВ} = 0,4 I_{СКВ}, \quad (124)$$

Дифференциальный ток:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (125)$$

Где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равный 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{СКВ} = 0,52 \cdot I_{СКВ}, \quad (126)$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (127)$$

$$k_{СН.Т} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 \cdot k_{ОТС} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{СН.Т}, \quad (128)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,8 = 65$$

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (129)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,46$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{д2} / I_{д1}$ рекомендуется на уровне 12-15%. $I_{д2} / I_{д1} = 0,15$.

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 2 > \frac{I_{m1}}{I_{ном}}, \quad (130)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1} / I_{ном}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок: $I_{д1} / I_{ном} = 0,1$; $T = 10$ с.

Далее покажем расчет МТЗ ВН силового трансформатора.

Отстройка от максимального рабочего тока:

$$I_{сз.МТЗ.ВН} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{в}} \cdot I_{ном.Т.ВН}, \quad (131)$$

$$I_{сз.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 165,3 = 238,07 \text{ А}.$$

9.3 Релейная защита ЛЭП, подходящих к ПС Западная

В качестве защиты от междуфазных замыканий применяется ДЗ. В качестве примера показан расчет ДЗ ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка со стороны ПС Западная. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по релейной защите.

В качестве исходных данных принимаются величины сопротивлений силовых трансформаторов и линий, рассчитанных в разделе 5.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л}, \quad (132)$$

где $Z_{л}$ - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot 1,8 = 14,288 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot (Z_{л} + \frac{Z_{т}}{k_{ток}}), \quad (133)$$

где $Z_{л}$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

Z_m – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot (16,81 + \frac{104,009}{3,85}) = 37,2 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_л + \frac{0,66}{k_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (134)$$

Где $Z_л$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$ – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, о.е.

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 16,81 + \frac{0,66}{0,852} \cdot 3,432 = 16,95 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t^{II}_{с.з} = t^{I}_{с.з} + \Delta t \,, \quad (135)$$

$$t_{с.з}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}}, \quad (136)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{16,94}{16,81} = 1,01$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [13]:

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_{н} \cdot k_{в} \cdot \cos(\varphi_{л} - \varphi_{раб})}, \quad (137)$$

Где $U_{мин}$ – минимальное значение напряжения сети (0,9Uном), В;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска;

$k_{н}$ – коэффициент надежности;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле;

$\varphi_{л}$ – угол линии, °;

$\varphi_{раб}$ – угол нагрузки, °.

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 587 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot \cos(79-30)} = 211,7 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.см}^{II} + t_{кач} + \Delta t \,, \tag{138}$$

Где $t_{с.з.см}^{II}$ – выдержка времени ступени ДЗ, с которой производится согласование, с;

$t_{кач}$ – время периода качаний (0,2 с);

Δt – ступень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_{л} + Z_{см.л}}, \tag{139}$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{211,7}{420,24} = 5,03$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний, необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов Сириус.

$$x_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{МЧ})}{2}, \quad (140)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{МЧ}}, \quad (141)$$

Где $Z_{уст}$ - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{МЧ}$ - угол максимальной чувствительности линии.

Пример для 1 ступени ДЗ:

$$x_{уст} = \frac{14,288 \cdot (1 + \sin(1.394))}{2} = 14,2 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{14,288}{2 \cdot \sin(1,394)} = 7,26 \text{ Ом}$$

Таблица 62 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Западная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Уставка по оси X характеристики I ст, Ом	14,2	1,7
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	7,3	0,39
Наклон характеристики I ст, °	79,9	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	16,8	0,92
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	8,6	0,47
Наклон характеристики II ступени, °	79,9	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	19,59	10,69
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	100,03	5,47
Наклон характеристики III ступени, °	79,9	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание III ст. ДЗ, с	3,0	

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны

уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов. Исходные данные токов короткого замыкания представлены в разделе 5.

Расчет ТЗНП ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка со стороны ПС Западная. Расчет с противоположной стороны аналогичен.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.сз}^{I} = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч}, \quad (142)$$

Где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$ - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз}^{I} = 1,3 \cdot 1100 = 1430 \text{ А}$$

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{с.з}^{I} = 0 + t_{НПФ}, \quad (143)$$

Где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{с.з}^{I} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^{I}, \quad (144)$$

Где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$I_{0.сз.пред}^{I}$ - ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1430 = 933,7 \text{ А}$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{с.з}^{II} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t, \quad (145)$$

где $t_{УРОВ}$ - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС Западная время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t_{с.з}^{II} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

– по условию необходимой чувствительности;

– по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН}\,, \qquad (146)$$

Где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{БТН}$ – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка (6-7* Іном), А.

$$I_{сз}^{III} = 1{,}1 \cdot 393{,}6 = 433\ \text{А}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{с.з}^{III} = t_{согл} + \Delta t \qquad (147)$$

$$t_{с.з}^{III} = 1{,}1 + 1{,}05 = 1{,}6\ \text{с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} \qquad (148)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{500}{433} = 1{,}27 > 1{,}2$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.тр} \qquad (149)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{кз.тр}$ – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{IV} = 0{,}1 \cdot 1050 \text{ А}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит.

$$t_{сз}^{IV} = t_{согл} \cdot \Delta t \,, \qquad (150)$$

$$t_{сз}^{IV} = 1{,}6 \cdot 0{,}5 = 2{,}1 \text{ с}$$

Таблица 63 – Результаты расчета ТЗНП на ПС Западная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	1430	17,87
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	933,7	11,67
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	443	5,4
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	105	1,3
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	

9.4 Автоматика

Устройство АПВ.

Устройства АПВ на ПС Западная предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Предусмотрено автоматическое повторное включение:

1) ВЛ Западная - Давыдовка и ВЛ Западная – Шахта-7;

2) шин 110 кВ;

3) силовых трансформаторов;

4) присоединений потребителей.

Согласно [13] устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно с включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможностью многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

На ПС Западная применяется устройство трёхфазного АПВ. Устройства ТАПВ должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты. Применяются устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (если это допустимо по условиям работы выключателя).

На ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка и ВЛ Западная – Шахта-7, предусмотрены виды АПВ:

а) быстродействующее ТАПВ;

б) несинхронное ТАПВ;

в) ТАПВ с контролем и улавливанием синхронизма (ТАПВ УС). Устройство АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть блокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

В ранее выбранном эквиваленте сети была произведена реконструкция на участке ПС Западная – ПС Давыдовка РУ ВН, а также добавление линии 110 кВ. На участке ВЛ 110 кВ ПС Западная – Шахта-7 произведена замена провода марки АС-120 на провод нового поколения. Затем на участке ВЛ 35 кВ ПС Заводская – ПС Угловая произвели замену провода, на провод нового поколения для повышения пропускной способности.

Эквивалент сети был представлен на рисунке 5 и обоснован в пункте 1.3.

В результате технико-экономического сравнения выбранного варианта по сравнению с начальным реконструкция электрической сети 110-35 кВ показала оптимальный вариант реализации исполнения сети с сохранением всех технических свойств.

10.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режимов выбран программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосеть проект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [11].

Возможности данной программы:

1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети) [11];

2) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности [11];

3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость [11];

4) эквивалентирование электрических сетей [11];

5) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце [11];

6) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения [11];

7) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов [11];

8) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры [11];

9) расчет сетевых коэффициентов [11].

10.3 Подготовка исходных данных для расчета

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимы рассчитанные параметры линий и трансформаторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}\,, \tag{151}$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивные сопротивления линий и трансформаторов рассчитаны в 5 разделе.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}\,, \tag{152}$$

Где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находятся по формулам ($K_{ТВ}$=1):

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (153)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (154)$$

Где $K_{ТН}$,$K_{ТС}$,$K_{ТВ}$ – соответственно коэффициенты трансформации низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{НН}$,$U_{СН}$,$U_{ВН}$ – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{xx}}{U^2_{BH}} \cdot 10^3, \quad (155)$$

Где ΔQ_{xx} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U^2_{BH}} \cdot 10^3, \quad (156)$$

Где ΔP_{xx} - активные потери холостого хода, кВт.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потребления реактивной

мощности. Все рассчитанные параметры для расчета режимов представлены в приложении 3 и сведены в таблицы исходных данный для задания в ПВК RastrWin3.

Таблица 64 – Исходные данные линий

Участок сети	Реактивное сопротивление (X), Ом	Активное сопротивление (R), Ом	Активная проводимость (B), мкСМ
Артемовская ТЭЦ - Г5 АТЭЦ НН	0,47	12,77	187,8
Артемовская ТЭЦ - Г6 АТЭЦ НН	0,56	12,88	93,9
Артемовская ТЭЦ - нейтр АТЭЦ 1	0,8	35,5	18,15
Артемовская ТЭЦ - нейтр АТЭЦ 2	0,8	35,5	18,15
Артемовская ТЭЦ - ПС Западная ВН	7,67	16,285	-104,69
Артемовская ТЭЦ - ПС Западная ВН	7,67	16,285	-104,69
Артемовская ТЭЦ - ПС Шахта-7 ВН	5,09	9,16	-50
нейтр АТЭЦ 1 - СН АТЭЦ	0,8	0	0
нейтр АТЭЦ 2 - СН АТЭЦ	0,8	0	0
отпайка Де-Фриз - ПС Де-Фриз	2,75	4,76	-29,5
отпайка Де-Фриз - ПС Казармы	2,75	4,76	-29,5
отпайка Казармы - ПС Де-Фриз	2,75	4,76	-29,5
отпайка Казармы - ПС Казармы	2,75	4,76	-29,5
ПС Артемовская ВН - ПС Артемовская НН	0,45	8,4	65,16
ПС Артемовская ВН - ПС Артемовская НН	0,45	8,4	65,16
ПС Артемовская ВН - ПС Ключевая ВН	2,63	1,76	0
ПС Артемовская ВН - ПС Шахтовая ВН	1,218	1,23	0
ПС Давыдовка ВН - ПС Давыдовка нейтр1	1,5	56,9	13,23
ПС Давыдовка ВН - ПС Давыдовка нейтр2	1,5	56,9	13,23
ПС Давыдовка ВН - ПС Славянка	21,32	36,56	-227,75
ПС Давыдовка ВН - ПС Славянка	21,32	36,56	-227,75
ПС Давыдовка нейтр1 - ПС Давыдовка НН1	1,5	35,7	0
ПС Давыдовка нейтр1 - ПС Давыдовка СН1	1,5	0	0
ПС Давыдовка нейтр2 - ПС Давыдовка НН2	1,5	35,7	0
ПС Давыдовка нейтр2 - ПС Давыдовка СН2	1,5	0	0
ПС Давыдовка СН1 - ПС Шмидтовка ВН	7,78	7,86	0

Продолжение таблицы 64

1	2	3	4
ПС Давыдовка СН2 - ПС Тавричанка	2,26	2,28	0
ПС Давыдовка СН2 - ПС Тавричанка	2,26	2,28	0
ПС Заводская ВН - ПС Заводская НН	1,4	14,6	46,29
ПС Заводская ВН - ПС Заводская НН	1,4	14,6	46,29
ПС Заводская ВН - ПС Угловая ВН	1,06	2,63	0
ПС Западная ВН - отпайка Де-Фриз	2,75	4,76	-29,5
ПС Западная ВН - отпайка Казармы	2,75	4,76	-29,5
ПС Западная ВН - ПС Давыдовка ВН	0,29	0,51	-81,3
ПС Западная ВН - ПС Давыдовка ВН	0,29	0,51	-81,3
ПС Западная ВН - ПС Западная нейтр1	0,8	35,5	18,15
ПС Западная ВН - ПС Западная нейтр2	0,8	35,5	18,15
ПС Западная ВН - ПС Кипарисово ВН	4,98	8,54	-53,22
ПС Западная нейтр1 - ПС Западная НН1	0,8	22,3	0
ПС Западная нейтр1 - ПС Западная СН1	0,8	0	0
ПС Западная нейтр2 - ПС Западная НН2	0,8	22,3	0
ПС Западная нейтр2 - ПС Западная СН2	0,8	0	0
ПС Западная СН1 - ПС Заводская ВН	0,36	1,215	0
ПС Западная СН2 - ПС Артемовская ВН	4,79	4,84	0
ПС Западная СН2 - ПС Заводская ВН	0,36	1,215	0
ПС Кипарисово ВН - ПС Кипарисово НН	14,7	220,4	3,8
ПС Кипарисово ВН - ПС Раздольное-1 ВН	2,26	3,88	-24,206
ПС Ключевая ВН - ПС Ключевая НН	2,6	23	32,65
ПС Ключевая ВН - ПС Ключевая НН	2,6	23	32,65
ПС Ключевая ВН - СН АТЭЦ	2,49	4,14	0
ПС Надеждинская ВН - ПС Западная СН1	1,62	3,32	0
ПС Надеждинская ВН - ПС Надеждинская НН	0,45	8,4	65,16
ПС Надеждинская ВН - ПС Надеждинская НН	0,45	8,4	65,16
ПС Надеждинская ВН - ПС Соловей ключ	4,28	4,32	0
ПС Пушкинская ВН - ПС Давыдовка ВН	6,26	13,29	-85,48
ПС Пушкинская ВН - ПС Пушкинская нейтр 1	2,6	88,9	12,1
ПС Пушкинская ВН - ПС Пушкинская нейтр 2	2,6	88,9	12,1
ПС Пушкинская нейтр 1 - ПС Пушкинская НН1	2,6	52	0

Продолжение таблицы 64

1	2	3	4
ПС Пушкинская нейтр 1 - ПС Пушкинская СН1	2,6	0	0
ПС Пушкинская нейтр 2 - ПС Пушкинская НН2	2,6	52	0
ПС Пушкинская нейтр 2 - ПС Пушкинская СН2	2,6	0	0
ПС Раздольное-1 ВН - ПС Пушкинская ВН	1,82	3,87	-24,9
ПС Раздольное-1 ВН - ПС Раздольное-1 нейтр	2,6	88,9	12,1
ПС Раздольное-1 нейтр - ПС Раздольное-1 НН	2,6	52	0
ПС Раздольное-1 нейтр - ПС Раздольное-1 СН	2,6	0	0
ПС Соловей ключ - ТСН ПС Владивосток	6,46	6,52	0
ПС Угловая ВН - ПС Спутник	3,78	3,81	0
ПС Угловая ВН - ПС Угловая НН	0,45	8,4	65,2
ПС Угловая ВН - ПС Угловая НН	0,45	8,4	65,2
ПС Шахта-7 ВН - ПС Западная ВН	1,82	4,5	-2,3
ПС Шахта-7 ВН - ПС Шахта-7 НН	4,38	86,7	8,5
ПС Шахта-7 ВН - ПС Шахта-7 НН	4,38	86,7	8,5
ПС Шахтовая ВН - ПС Шахтовая НН	0,96	11,1	53,97
ПС Шахтовая ВН - ПС Шахтовая НН	0,96	11,1	53,97
ПС Шахтовая ВН - СН АТЭЦ	1,296	3,304	0
ПС Шмидтовка ВН - ПС Надеждинская ВН	5,2	5,27	0
ПС Шмидтовка ВН - ПС Шмидтовка НН	6,4	31,9	22,45
ПС Шмидтовка ВН - ПС Шмидтовка НН	6,4	31,9	22,45
ТСН ПС Владивосток - ПС Кролевцы	3,82	6,35	0

Таблица 65 – Исходные данные трансформаторов

Наименование станции или подстанции	$X_{ВН}$, Ом	$X_{СН}$, Ом	$X_{НН}$, Ом	$R_{ВН}$, Ом	$R_{СН}$, Ом	$R_{НН}$, Ом	Gт, мкСм	Bт, мкСм
Артемовская ТЭЦ ТДЦ-125000/110	12,77	-	-	0,47	-	-	8,2	46,9
ПС Шахта-7 ТДН-16000/110	86,7	-	-	4,38	-	-	1,44	8,42
ПС Западная ТДТН-40000/110	35,5	0	22,3	0,8	0,8	0,8	3,25	18,15

Продолжение таблица 65

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Кипарисово ТМН-6300/100	220,4	-	-	14,7	-	-	0,87	3,82
Раздольное-1 ТДТН-16000/110	88,8	0	52	2,6	2,6	2,6	1,74	12,1
Пушкинская ТДТН-16000/110	88,8	0	52	2,6	2,6	2,6	1,74	12,1
Давыдовка ТДТН-25000/110	57	0	33	1,5	1,5	1,5	3,18	17,01
Надеждинская ТДНС-16000/35	8,4	-	-	0,45	-	-	13,33	65,16
Шмидтовка ТМН-2500/35	31,9	-	-	4,6	-	-	4,16	22,45
Артемовская ТДНС-16000/35	8,4	-	-	0,45	-	-	13,33	65,16
Ключевая ТМН-4000/35	23	-	-	2,6	-	-	5,47	32,65
Шахтовая ТД-10000/35	11,1	-	-	0,96	-	-	9,78	53,97
Заводская ТМН-6300/35	14,6	-	-	1,4	-	-	7,51	46,29
Угловая ТДНС-16000/35	8,4	-	-	0,45	-	-	13,33	65,16

Исходные данные для нагрузок взяты из таблиц 16 и 17. Это спрогнозированные электрические нагрузки, а для подстанций, для которых они не прогнозируются это вероятностные характеристики. Расчет максимального режима производится по максимальным нагрузкам осенне-зимнего режима, а минимального режима по минимальным нагрузкам осенне-зимнего режима.

10.4 Расчет максимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ максимального режима после реконструкции электрической сети. Но для начала необходимо удостовериться, что эквивалент сети выбран правильно. Для этого сравниваются токи в начале линии при расчете по контрольным замерам и при расчете про спрогнозированным нагрузкам и если этот ток не отличается на 10%, то эквивалент

сети верный. В таблице 68 представлены токи в начале линий для двух вариантов расчета.

Таблица 66 – Токи в линиях

Наименование ЛЭП	Ток в день контрольного замера, А	Рассчитанный ток в ПВК RastrWin3, А
1	2	3
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	600	374
ВЛ АТЭЦ – Западная	500	343
ВЛ Шахта – 7 – Западная	435	432
ВЛ Западная – Давыдовка	435	345
ВЛ Западная – Давыдовка	435	345
ВЛ Западная – Надеждинская	355	348
ВЛ Западная – Артемовская	342	185
ВЛ Западная – Казармы	484	23
ВЛ Казармы – Де-Фриз	484	16
ВЛ Надеждинская – Шмидтовка	342	128
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	342	172
ВЛ Западная - Кипарисово	484	25
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	484	11
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	544	39
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	484	42
ВЛ Давыдовка – Славянка	300	41
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	342	68
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	342	326
ВЛ Соловей ключ – ТСН	342	285
ВЛ ТСН – Кролевцы	342	281
ВЛ Артемовская – Ключевая	271	111
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	342	126
ВЛ Артемовская – Шахтовая	342	45
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	658	246
ВЛ Западная – Заводская	780	167
ВЛ Заводская – Угловая	435	413
ВЛ Угловая Спутник	342	324

Эквивалент выбран верно, так как разница токов для каждой линии не превышает 10%.

При расчете максимального режима регулирование напряжение производится с помощью установленных РПН.

Таблица 67 – Напряжения в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,58	4,16
ПС Западная 35 кВ	35	36,05	2,99
ПС Западная 6 кВ	6	6,15	2,51
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	36,03	2,95
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,10	1,65
ПС Шахта-7 110 кВ	110	113,48	3,17
ПС Шахта-7 6 кВ	6	6,10	1,63
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,52	1,38
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,80	3,33
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,65	1,01
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,81	3,24
ПС Артемовская 35 кВ	35	34,21	2,26
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,73	4,54
ПС Казармы 110 кВ	110	114,00	3,64
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	114,35	3,59
ПС Кипарисово 110 кВ	110	114,26	3,87
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,15	1,49
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	114,18	3,80
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,47	1,34
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,91	0,90
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,36	3,97
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,34	3,83
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,28	2,80
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,71	0,83
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,92	1,37
ПС Шахтовая 35 кВ	35	34,34	1,89
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,77	3,85

Продолжение таблицы 67

1	2	3	4
ПС Заводская 35 кВ	35	36,03	2,94
ПС Заводская 6 кВ	6	6,12	2,05
ПС Угловая 35 кВ	35	35,56	1,60
ПС Угловая 6 кВ	6	6,00	0,08
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,63	3,91
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,64	3,87

Напряжения на шинах СН и НН не выходят за пределы 10% от номинального напряжения, установленные ГОСТ 32144-2013 [5]. Номинальное напряжение сети 110 кВ не превышает наибольшего напряжения для нормальной работы электрооборудования.

В таблице 68 представлена токовая загрузка линий и сравнение тока с длительно допустимым.

Таблица 68 – Токовая загрузка линий.

Наименование ЛЭП	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, А
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	373	374	600	374
ВЛ АТЭЦ – Западная	341	343	500	343
ВЛ Шахта – 7 – Западная	421	421	435	421
ВЛ Западная – Давыдовка	345	345	435	345
ВЛ Западная – Давыдовка	345	345	435	345
ВЛ Западная – Надеждинская	344	345	355	345
ВЛ Западная – Артемовская	185	185	342	185
ВЛ Западная – Казармы	23	23	484	23
ВЛ Казармы – Де-Фриз	16	16	484	16
ВЛ Надеждинская –Шмидтовка	132	132	342	132
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	177	177	342	177
ВЛ Западная - Кипарисово	12	13	484	13
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	9	10	484	10
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	54	53	544	54
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	57	56	484	57

Продолжение таблицы 68

1	2	3	4	5
ВЛ Давыдовка – Славянка	41	41	300	41
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	68	68	342	68
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	331	331	342	331
ВЛ Соловей ключ – ТСН	290	290	342	290
ВЛ ТСН – Кролевцы	286	286	342	286
ВЛ Артемовская – Ключевая	118	118	271	118
ВЛ Ключевая - АТЭЦ СН	134	134	342	134
ВЛ Артемовская – Шахтовая	56	56	342	56
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	246	257	658	257
ВЛ Западная – Заводская	151	246	780	152
ВЛ Заводская – Угловая	411	412	435	412
ВЛ Угловая – Спутник	344	345	342	345

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току, протекающему по ним.

Так же ПВК RastrWin3 позволяет определять потери электрической энергии, возникающие при её транспортировке.

Таблица 69 – Потери активной мощности

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ в трансформаторах, МВт
110	11,47	10,26	1,13	0,08
35	10,75	10,31	0,28	0,16

Наибольшими потерями являются нагрузочные потери в ЛЭП, а наименьшими нагрузочные потери в трансформаторах.

Таблица 70 – Потери реактивной мощности

Номинальное напряжене,кВ	Суммарные потери, МВАр	Нагрузочныепотери в ЛЭП, МВАр	Нагрузочныепотери в трансформаторах, МВАр	Потери ХХ в трансформаторах, МВАр	Генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр
110	40,65	20,94	30,37	5,56	-16,22
35	20,09	15,01	4,23	0,85	0

Потери электроэнергии можно считать допустимыми.

Таблица 71 – Анализ активной мощности на всём эквиваленте сети.

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
416	394	22,22	417

Графическое представление расчета максимального режима с потоками мощности представлено на листе 6 графической части выпускной квалификационной работы.

10.5 Расчет минимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ минимального режима после реконструкции электрической сети. Графическое представление расчета минимального режима с потоками мощности представлено на листе 8 графической части выпускной квалификационной работы. Для регулировки использование РПН не требуется.

Таблица 72 – Напряжения в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,71	4,28
ПС Западная 35 кВ	35	36,45	4,14
ПС Западная 6 кВ	6	6,23	3,81
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	36,18	3,37

Продолжение таблицы 72

1	2	3	4
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,14	2,33
ПС Шахта-7 110 кВ	110	113,68	3,35
ПС Шахта-7 6 кВ	6	6,11	1,82
ПС Надеждинская 35 кВ	35	35,67	1,92
ПС Надеждинская 6 кВ	6	6,04	0,75
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	35,72	2,06
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	6,06	1,00
ПС Артемовская 35 кВ	35	35,21	0,59
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,97	0,45
ПС Казармы 110 кВ	110	114,65	4,23
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	114,63	4,21
ПС Кипарисово 110 кВ	110	114,63	4,21
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,21	2,13
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	113,66	3,33
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	36,15	3,27
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	10,18	1,78
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,69	4,27
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,35	3,85
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,27	2,65
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	35,69	1,92
ПС Ключевая 35 кВ	35	35,09	0,24
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,88	1,98
ПС Шахтовая 35 кВ	35	35,20	0,58
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,98	0,39
ПС Заводская 35 кВ	35	36,28	3,65
ПС Заводская 6 кВ	6	6,17	2,80
ПС Угловая 35 кВ	35	35,66	1,90
ПС Угловая 6 кВ	6	6,05	0,90
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	34,89	0,30
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	34,53	1,35

Напряжения на шинах СН и НН не выходят за пределы 10% от номинального напряжения, установленные ГОСТ 32144-2013 [5]. Номинальное

напряжение сети 110 кВ не превышает наибольшего напряжения для нормальной работы электрооборудования.

В таблице 73 представлена токовая загрузка линий и сравнение тока с длительно допустимым.

Таблица 73 – Токовая загрузка линий.

Наименование ЛЭП	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, А
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	337	338	600	338
ВЛ АТЭЦ – Западная	311	312	500	312
ВЛ Шахта – 7 – Западная	427	427	435	427
ВЛ Западная – Давыдовка	356	356	435	356
ВЛ Западная – Давыдовка	356	356	435	356
ВЛ Западная – Надеждинская	241	241	355	241
ВЛ Западная – Артемовская	135	135	342	135
ВЛ Западная – Казармы	12	12	484	12
ВЛ Казармы – Де-Фриз	16	16	484	16
ВЛ Надеждинская –Шмидтовка	58	58	342	58
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	69	69	342	69
ВЛ Западная - Кипарисово	3	6	484	6
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	9	10	484	10
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	18	18	544	18
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	21	19	484	19
ВЛ Давыдовка – Славянка	41	41	300	41
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	20	20	342	20
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	203	203	342	203
ВЛ Соловей ключ – ТСН	176	176	342	176
ВЛ ТСН – Кролевцы	171	171	342	171
ВЛ Артемовская – Ключевая	32	32	271	32
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	54	54	342	54
ВЛ Артемовская – Шахтовая	27	27	342	27
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	53	53	658	53
ВЛ Западная – Заводская	131	131	780	131
ВЛ Заводская – Угловая	156	156	435	156
ВЛ Угловая Спутник	72	72	342	72

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току, протекающему по ним. Самая загруженная линия – это ВЛ ПС Западная- ПС Шахта-7, она загружена на 50,7 %.

Таблица 74 – Потери активной мощности

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ в трансформаторах, МВт
110	8,63	8,16	0,38	0,08
35	2,60	2,38	0,05	0,17

Наибольшими активными потерями являются нагрузочные потери в ЛЭП, а наименьшими нагрузочные потери в трансформаторах.

Таблица 75 – Потери реактивной мощности

Номинальное напряжене,кВ	Суммарные потери, МВАр	Нагрузочныепотери в ЛЭП, МВАр	Нагрузочныепотери в трансформаторах, МВАр	Потери ХХ в трансформаторах, МВАр	Генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр
110	16,09	16,76	9,99	5,60	-16,26
35	4,62	3,11	0,62	0,89	0

На номинальное напряжение 110 кВ суммарные потери со знаком минус, так как ЛЭП 110 кВ генерируют реактивную мощность, равную -16,26 МВАр и она покрывает все остальные реактивные потери на 110 кВ.

Таблица 76 – Анализ активной мощности на всём эквиваленте сети

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
302	291	11,23	302

Общие потери активной мощности составляют 3,4% от общей генерации в сеть, что удовлетворяет условиям.

10.6 Расчет послеаварийного и ремонтного режимов и их анализ

В данной ВКР для моделирования послеаварийного режима в максимальном режиме будет отключена самая нагруженная ЛЭП – это линия ПС Западная- ПС Шахта-7 и проверены токовые загрузки ЛЭП и напряжения на шинах подстанций и станций.

При отключении линии, напряжение в узлах изменилось и находится в допустимых пределах, а токовая загрузка на некоторых участках увеличилась. В частности, на участке ПС АТЭЦ - ПС Западная достигла максимального значения и возросла до 78,7%.

Таблица 77 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,58	4,16
ПС Западная 35 кВ	35	36,07	3,06
ПС Западная 6 кВ	6	6,16	2,60
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	36,05	3,01
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,10	1,65
ПС Шахта-7 110 кВ	110	109,06	0,85
ПС Шахта-7 6 кВ	6	5,84	2,63
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,53	1,34
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,80	3,29
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,66	0,98
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,81	3,20
ПС Артемовская 35 кВ	35	33,77	3,52
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,65	4,54
ПС Казармы 110 кВ	110	114,00	3,64
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	114,35	3,96
ПС Кипарисово 110 кВ	110	113,99	3,62
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,12	1,24
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	114,18	3,80
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,47	1,34
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,91	0,89
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,28	3,89

Продолжение таблицы 77

1	2	3	4
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,34	3,83
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,28	2,80
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,18	2,33
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,83	2,87
ПС Шахтовая 35 кВ	35	33,82	3,37
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,68	5,33
ПС Заводская 35 кВ	35	36,06	3,03
ПС Заводская 6 кВ	6	6,13	2,15
ПС Угловая 35 кВ	35	35,58	1,65
ПС Угловая 6 кВ	6	6,00	0,02
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,64	3,88
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,65	3,85

Таблица 78 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Наименование ЛЭП	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, А
1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ – Шахта – 7	114	116	600	116
ВЛ АТЭЦ – Западная	432	432	500	432
ВЛ Шахта – 7 – Западная	-	-	435	-
ВЛ Западная – Давыдовка	348	348	435	348
ВЛ Западная – Давыдовка	348	348	435	348
ВЛ Западная – Надеждинская	333	333	355	333
ВЛ Западная – Артемовская	296	296	342	296
ВЛ Западная – Казармы	23	23	484	23
ВЛ Казармы – Де-Фриз	16	16	484	16
ВЛ Надеждинская –Шмидтовка	133	133	342	133
ВЛ Давыдовка - Шмидтовка	176	176	342	176
ВЛ Западная - Кипарисово	12	13	484	13
ВЛ Кипарисово – Раздольное-1	10	11	484	11
ВЛ Раздольное-1 – Пушкинская	39	39	544	39
ВЛ Пушкинская – Давыдовка	57	56	484	57

Продолжение таблицы 78

1	2	3	4	5
ВЛ Давыдовка – Славянка	42	41	300	41
ВЛ Давыдовка – Тавричанка	68	68	342	68
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	326	326	342	326
ВЛ Соловей ключ – ТСН	284	284	342	284
ВЛ ТСН – Кролевцы	281	281	342	281
ВЛ Артемовская – Ключевая	80	80	271	80
ВЛ Ключевая АТЭЦ СН	96	96	342	96
ВЛ Артемовская – Шахтовая	46	46	342	46
ВЛ Шахтовая – АТЭЦ СН	204	204	658	204
ВЛ Западная – Заводская	205	205	780	205
ВЛ Заводская – Угловая	411	412	435	412
ВЛ Угловая Спутник	344	345	342	345

Также возросли потери активной мощности в послеаварийном режиме при отключении линии.

Таблица 79 – Анализ активной мощности в послеаварийном режиме

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
424	394	29,67	424

Можно сделать вывод, что при отключении ЛЭП на головном участке, возможен дальнейший транзит полной мощности.

В качестве ремонтного режима рассмотрен режим максимальных нагрузок, в котором отключен один трансформатор на ПС Давыдовка и проверена загрузка одного рабочего трансформатора.

При отключении одного трансформатора на ПС Давыдовка напряжение на шинах этой ПС находится в допустимых пределах, а так же и на других ПС эквивалента сети.

Таблица 80 – Напряжения в узлах в аварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Западная 110 кВ	110	114,56	4,15
ПС Западная 35 кВ	35	36,04	2,97
ПС Западная 6 кВ	6	6,15	2,54
ПС Давыдовка 110 кВ	110	115,00	4,55
ПС Давыдовка 35 кВ	35	33,68	3,78
ПС Давыдовка 6 кВ	6	5,78	3,62
ПС Шахта-7 110 кВ	110	113,47	3,16
ПС Шахта-7 6 кВ	6	6,10	1,62
ПС Надеждинская 35 кВ	35	34,37	1,79
ПС Надеждинская 6 кВ	6	5,94	1,02
ПС Шмидтовка 35 кВ	35	34,56	1,24
ПС Шмидтовка 6 кВ	6	5,79	3,48
ПС Артемовская 35 кВ	35	34,23	2,19
ПС Артемовская 6 кВ	6	5,74	4,38
ПС Казармы 110 кВ	110	114,39	3,99
ПС Де-Фриз 110 кВ	110	114,39	3,99
ПС Кипарисово 110 кВ	110	114,25	3,86
ПС Кипарисово 10 кВ	10	10,15	1,48
ПС Раздольное-1 110 кВ	110	111,53	1,39
ПС Раздольное-1 35 кВ	35	35,47	1,34
ПС Раздольное-1 10 кВ	10	9,91	0,90
ПС Пушкинская 110 кВ	110	114,36	3,96
ПС Пушкинская 35 кВ	35	36,34	3,82
ПС Пушкинская 10 кВ	10	10,28	2,80
ПС Славянка 110 кВ	110	113,44	3,13
ПС Тавричанка 35 кВ	35	34,02	2,81
ПС Ключевая 35 кВ	35	34,74	0,83
ПС Ключевая 6 кВ	6	5,92	1,37
ПС Шахтовая 35 кВ	35	34,37	1,80
ПС Шахтовая 6 кВ	6	5,78	3,73
ПС Заводская 35 кВ	35	36,02	2,92
ПС Заводская 6 кВ	6	6,12	2,03
ПС Угловая 35 кВ	35	35,55	1,58

Продолжение таблицы 80

1	2	3	4
ПС Угловая 6 кВ	6	5,99	0,10
ПС Соловей ключ 35 кВ	35	33,51	4,26
ПС Владивосток ТСН 35 кВ	35	33,58	4,07

Токовая загрузка линий электропередачи такая же как и в максимальном режиме, максимального значения достигает на участке ПС Западная - ПС Шахта-7.

Токовая загрузка трансформатора на подстанции Давыдовка оставшегося в работе равна 68,4% . Как следствие, в ремонтном режиме в режиме максимальных нагрузок при выводе одного трансформатора в ремонт, второй сможет обеспечить пропуск мощность в сеть 110 кВ.

11 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Раздел выпускной квалификационной работы показывает в течении какого времени осуществляется строительство проекта и сколько лет после запуска в эксплуатацию подстанции должно пройти для получения прибыли с разработанного проекта. По итогам расчета строится график чистого дисконтированного дохода.

Значения капитальных вложений в строительство ВЛЭП, ПС, расчета амортизационных отчислений, потерь в линиях, потерь на корону, потерь в трансформаторах, расчета эксплуатационных затрат взяты из расчета в 4 разделе выпускной квалификационной работы.

Для более корректного сравнения также выполним расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

Чистым дисконтированным доходом называют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами, учитывающее неодинаковость эффектов, относящихся к различным моментам времени [30].

Для расчета распределяем капиталовложения на первые 2 года. Средние капиталовложения за год рассчитываются по формуле:

$$К_{год} = \frac{К}{Т_{строит}}, \quad (157)$$

где $К$ – капиталовложения в реконструкцию сети, руб.;

$Т_{строит}$ – время строительства, год.

После реконструкции сети и ввода оборудования в эксплуатацию начинает поступать доход. Также учитываются издержки. Доход определяется как:

$$Д = Э_{получ} \cdot Т_{эл}, \quad (158)$$

где $Э_{получ}$ – электроэнергия, полученная потребителем, кВт·ч;

$T_{эл}$ – тариф на электроэнергию, для Владивостока принимаем равным одноставочному тарифу - 3,18 руб/кВт·ч [15].

$$Э_{получ} = P_{max} \cdot T_{max} + P_{min} \cdot T_{min}, \quad (159)$$

где P_{max} – мощность, полученная в период максимума нагрузок, кВт;

P_{min} – мощность, полученная в период минимума нагрузок, кВт;

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

T_{min} – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

Годовые издержки находятся по формуле:

$$И_{год} = \frac{И}{T_э}, \quad (160)$$

где $T_э$ – срок эксплуатации оборудования, принимается равным 20 годам;

$И$ – общие издержки.

ЧДД рассчитывается по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T} [Д - (К + И)] \cdot (1 + E)^{1-t} \quad (161)$$

где E – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1.

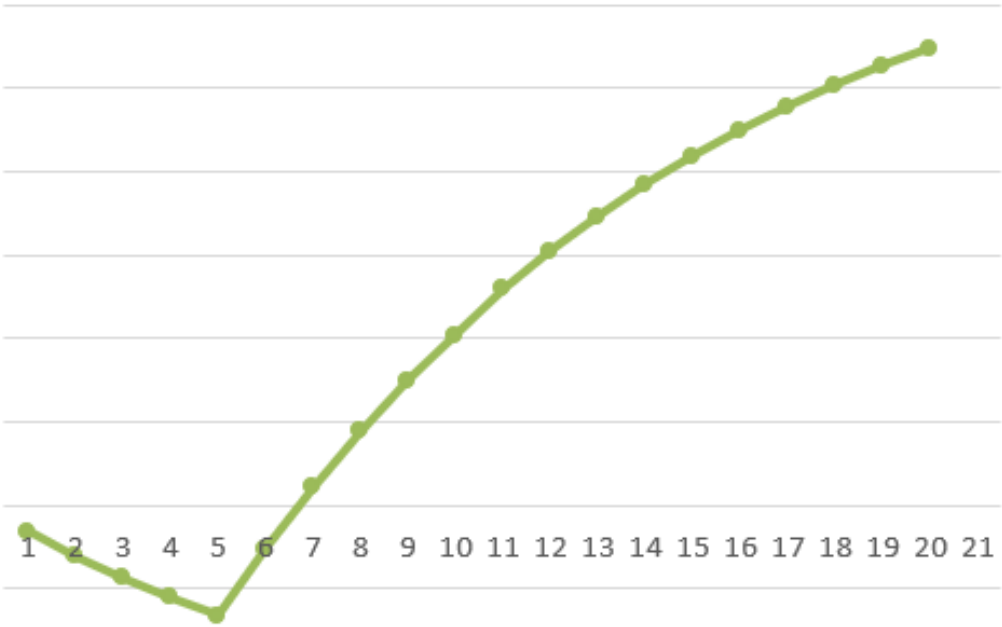


Рисунок 19 – Дисконтированные затраты

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это главная часть 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. Для данного проекта (Реконструкция участка электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края, включающая в себя подстанции Западная и Давыдовка) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ эксплуатации электроустановок;
- экологичность (расчет шума для трансформаторов);
- при чрезвычайных ситуациях, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

12.1 Безопасность

12.1.1 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 [18]:

1) Элементарные технические знания об электроустановке и ее оборудовании;

2) Отчетливое представление об опасности электрического тока, опасности приближения к токоведущим частям;

3) Знание основных мер предосторожности при работах в электроустановках;

4) Практические навыки оказания первой помощи пострадавшим.

12.1.2 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 помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

12.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [18]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются 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 [18].

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.

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, а также запрещается сбрасывать с высоты опоры какие-либо предметы.

12.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

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 кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20% [18].

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 лямочного 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

При реконструкции, действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ). 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 Западная установлены 2 трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДТН – 40000/110. 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 [1].

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

81.

Таблица 81 - Исходные данные

Кол-во тр-ров	Система охлаждения	S, МВА	$U_{НОМ}$, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. 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 учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [1].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [1]. В данном стандарте приводятся корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [1].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном}$ = 40 МВА, $U_{ном}$ = 110 кВ):

L_{PA} = 89 дБА;

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой

застройки.

Распределительное устройство ПС «Западная» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его корректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA}, то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок).

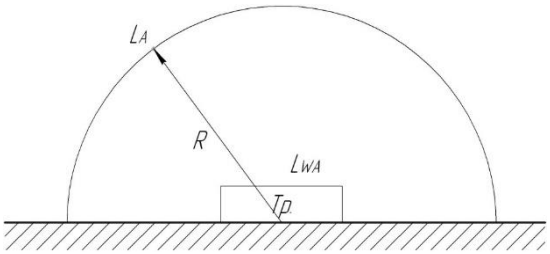


Рисунок 20 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10lg\frac{S}{S_0}; \quad (162)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2;

$S_0 = 1\,м^2$;

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:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10lg\frac{S}{S_0}; \quad (163)$$

где $S = \pi R^2;$. (164)

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 >> l, R_2 >> l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его корректированный уровень звуковой мощности будет равен:

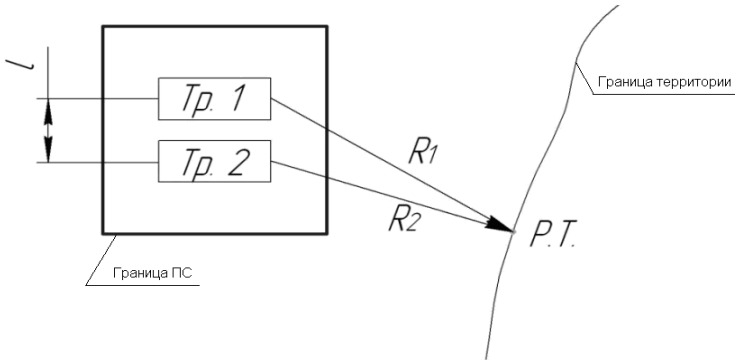


Рисунок 21 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot lg \sum_{i=1}^{N} 10^{0,1 \cdot L_{PAi}};$$ (165)

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - корректированный уровень звуковой мощности i-го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10lg\frac{2\pi R_{min}}{S_0};\quad (166)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно $R_{\min}$ получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1\left(L_{PA\Sigma} - ДУ_{L_A}\right)}}{2\pi}};\quad (167)$$

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1\cdot 89} + 10^{0,1\cdot 89}) = 92,0\ дБА;\quad (168)$$

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 789,41 м. Ближайший к территории ПС Западная жилой дом расположен на расстоянии 811,54 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 789,41 м. Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая скидывается на определенной территории в результате аварии, природного явления,

создающего 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 [31]:

- максимально возможным применением негорючих и горючих 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 [31]:

- 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 результате выполнения выпускной квалификационной работы для вновь проектируемых линий электропередач методом экономических токовых интервалов выбраны сечения. Анализ схемно-режимной ситуации с этим сечением показал, что пропускная способность увеличилась.

Был произведен расчет токов короткого замыкания и на основании них было выбрано основное силовое и измерительное оборудование на ПС Западная, которое соответствует климатогеографическим условиям и обладает запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания для бесперебойного выполнения своих функций при аварийных режимах.

В разделе молниезащиты были определены зоны защиты молниеотводов, представленные в графической части выпускной квалификационной работы. Были выбраны устройства релейной защиты и автоматики.

В результате расчета режимов, было показано, что отклонение напряжений от допустимого отсутствует и загруженность ЛЭП находится в допустимых пределах.

В части безопасности и экологичности определены основные требования, обеспечивающие должную безопасность, а также рассчитана санитарно-защитная зона по шуму.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014. – 91 с.

2 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита / В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.

3 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110 – 750 кВ [Электронный ресурс]. – URL: http://www.positron.ru/ (дата обращения 17.05.2023).

4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2012. – 963 с.

5 ГОСТ 32144-2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 2014-01-07. – Москва: федеральное агенство по техническому регулированию и метрологии; М.: Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.

6 ГОСТ 9920-89. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Взамен ГОСТ 9920-75; введ. 1990-01-07. – Москва: Министерство электротехнической промышленности СССР; М.: Изд-во стандартов, 1990. – 54 с.

7 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 1999-01-01. – Москва: Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.

8 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С.А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: издательство АмГУ, 2013.

10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

11 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.rastrwin.ru/ - 02.06.2021.

12 Официальный сайт Linijaopory [Электронный ресурс]. – Режим досту- па: https://linijaopory.ru/provod-as-300-39-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/- 10.06.2022

13 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

14 Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегестрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

15 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

16 Приказ Министерства юстиции РФ от 14 декабря 2021 г. № 1216/20 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», на 2021-2024 годы» // Зарегистрирован в Минюсте России 31 декабря 2020 г. №61990.

17 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

18 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6- 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений (Части 1-3. Приложения

к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с.

19 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО “Издательство НЦ ЭНАС”, 2002.

20 Савина Н.В., Проценко П.П. Т38 Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

21 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 59 с.

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

23 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период: отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение); рук. М. С. Волков; исполн.: С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

24 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

25 СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ с неизолированными проводами нового поколения. – введ. 2019-07-01. – Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2019. – 98 с.

26 Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ, СТО 56947007- 29.120.50.076-2011, ФСК ЕЭС, 2011 г.

27 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

28 Федотов, В.П. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ: Учебное пособие / В. П. Федотов, С. С. Старосельников, Л. А. Федотова. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2018.

29 Халилов, Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения: учеб. пособие / Ф.Х. Халилов. – Спб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. – 78 с.

30 Электронный ресурс. – Режим доступа: https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции- 28.05.2022.

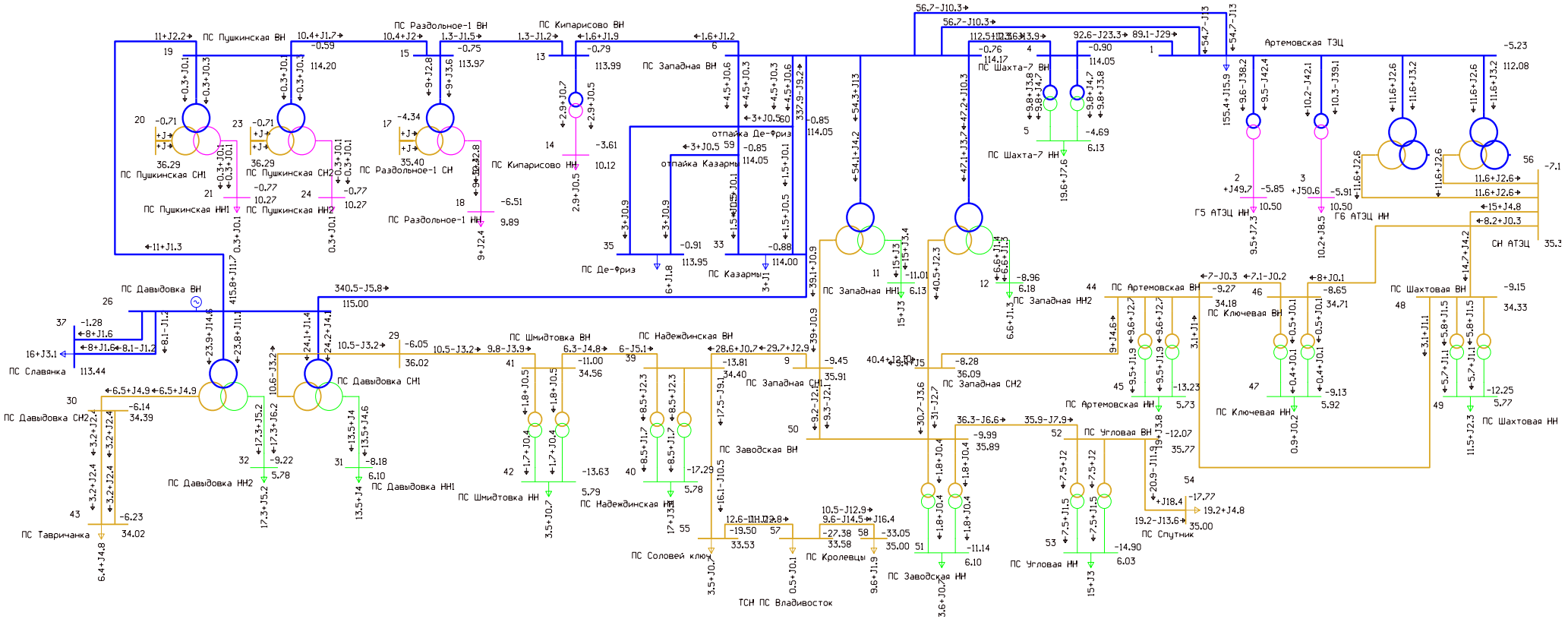
31 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

32 Электробезопасность [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 91 с.

33 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 87 с

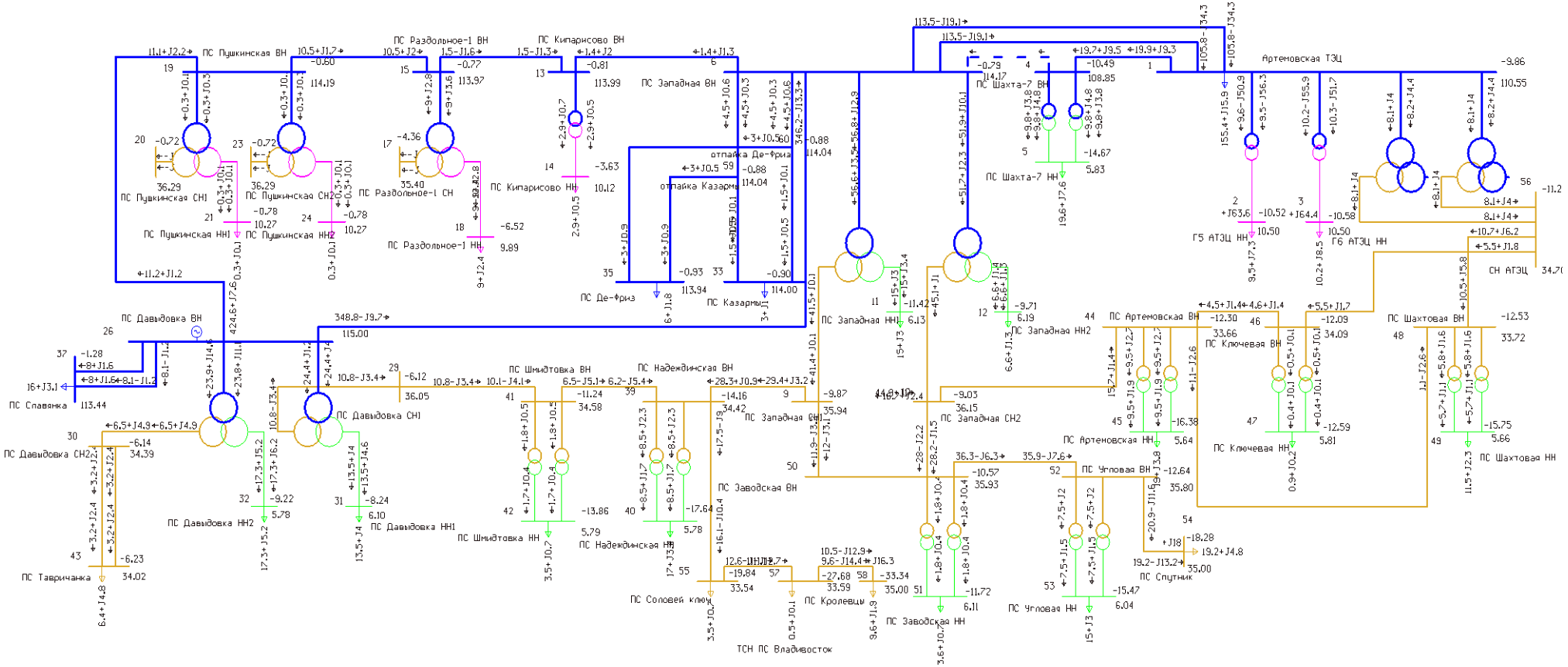
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нормального режима максимальных нагрузок до реконструкции сети



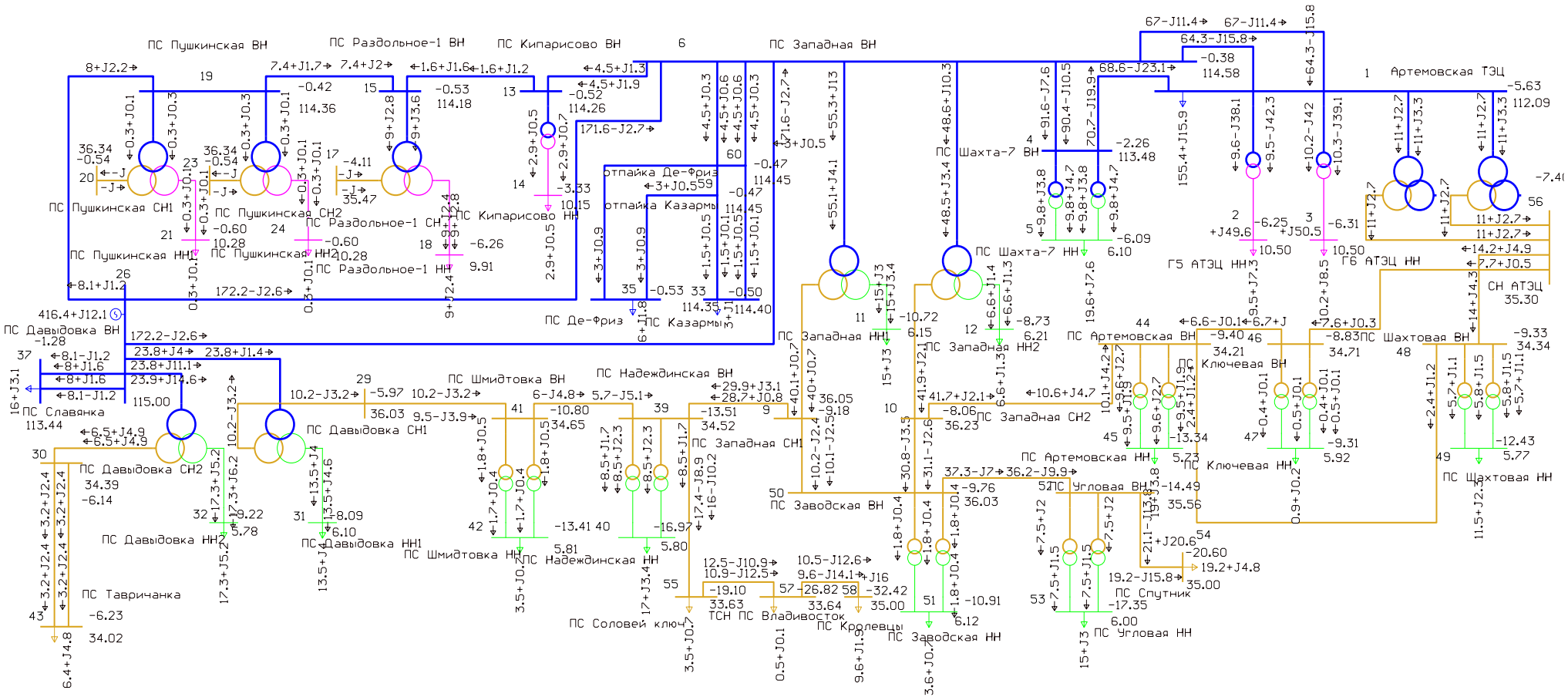
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет послеаварийного режима максимальных нагрузок до реконструкции сети



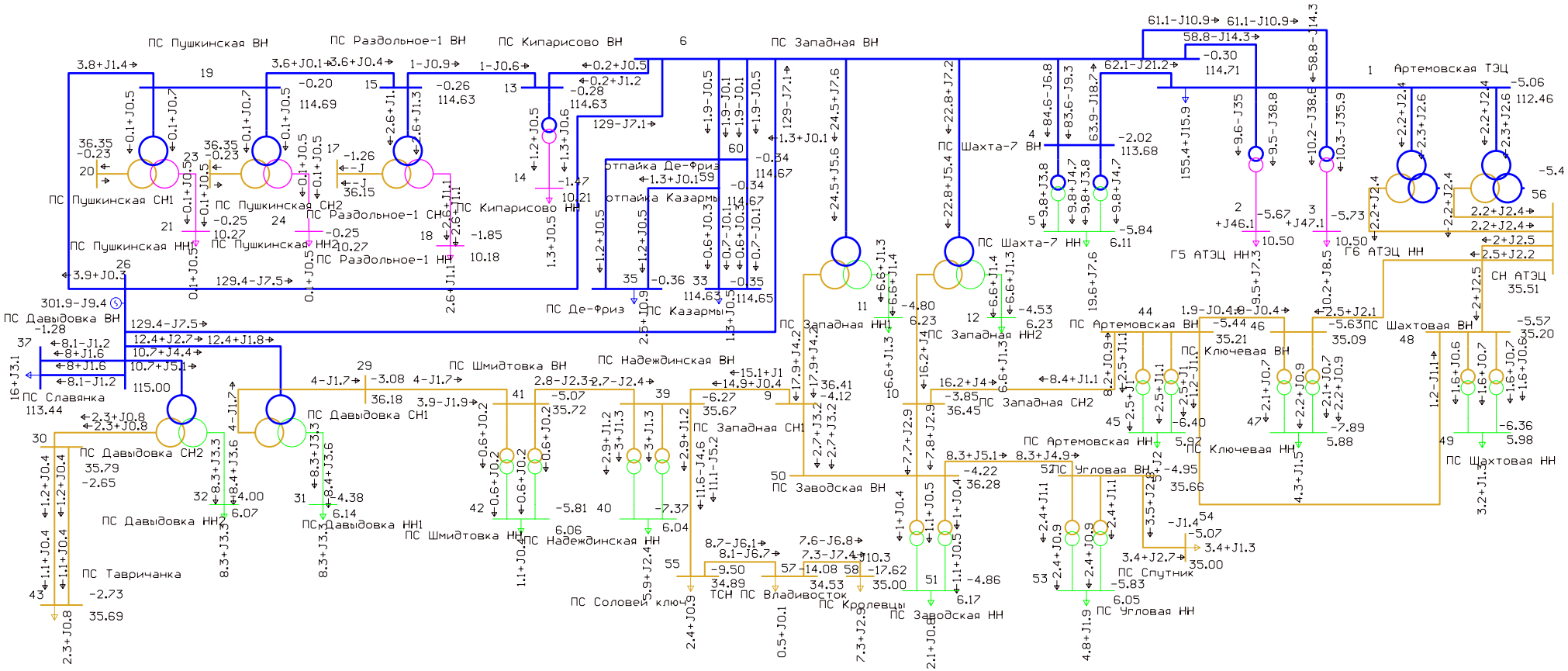
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет максимальных нагрузок после реконструкции сети



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет минимальных нагрузок после реконструкции сети



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного режима