

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

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей города Владивосток при выводе из эксплуатации ТЭЦ Восточная

Исполнитель

студент группы 142-об2

(подпись, дата)

М.К. Швалов

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Швалова Максима Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей города Владивосток при выводе из эксплуатации ТЭЦ
Восточная (утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы
производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Характеристика района проектирования. 2. Прогнозирование электрических нагрузок
3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети Владивостокского района
4. Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети. 5. Релейная
защита и автоматика 6. Молниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части формата А1

10. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков
канд.технических наук, доцент

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья

Викторовна,заведующий кафедрой энергетики, доктор. технических наук профессор,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 143 с., 111 формулы, 15 рисунков, 70 таблиц, 34 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО.

Актуальность темы обусловлена реконструкцией электрических сетей города Владивосток при выводе из эксплуатации ТЭЦ Восточная

Целью работы является обеспечение надежного и эффективного функционирования электрической сети города Владивостока при выводе из эксплуатации Восточной ТЭЦ.

В выпускной квалификационной работе разработана схема реконструкции электрической сети Приморского края в связи с выводом из эксплуатации Восточной ТЭЦ. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. Произведён выбор необходимого оборудования, рассчитан электрический режим после реконструкции и выполнен расчет инвестиционной привлекательности.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Определения, обозначения, сокращения | 7 |
| Введение | 8 |
| 1 Характеристика Владивостокского района реконструкции электрических сетей | 10 |
| 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Владивостока | 10 |
| 1.2 Характеристика электрических сетей города Владивостока | 11 |
| 1.3 Расчет вероятностных характеристик | 17 |
| 1.4 Расчет и анализ исходного режима электрической сети | 19 |
| 2 Прогнозирование электрических нагрузок | 29 |
| 2.1 Прогнозирование электрических нагрузок | 29 |
| 2.2 Компенсация реактивной мощности | 30 |
| 3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети Владивостокского района | 34 |
| 3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее строительстве | 34 |
| 3.2 Выбор номинального напряжения | 38 |
| 3.3 Проверка действующих трансформаторов на существующих ПС | 38 |
| 3.4 Выбор сечений линий электропередач | 41 |
| 3.5 Анализ однолинейной схемы, реконструируемой ПС | 41 |
| 4 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети | 44 |
| 4.1 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети | 44 |
| 4.1.1 Расчет капиталовложений | 44 |
| 4.1.2 Расчет эксплуатационных издержек | 47 |

| | |
|--|-----|
| 4.1.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети | 51 |
| 5 Расчет токов короткого замыкания | 52 |
| 5.1 Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin3 | 55 |
| 6 Реконструкция подстанции Зеленый угол | 57 |
| 6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции | 57 |
| 6.2 Разработка вариантов реконструкции ПС Зеленый угол | 57 |
| 6.3 Проверка выключателей | 58 |
| 6.4 Выбор и проверка разъединителей | 62 |
| 6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока | 64 |
| 6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения | 67 |
| 6.7 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН | 68 |
| 6.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов | 69 |
| 6.9 Выбор ОПН | 71 |
| 6.10 Выбор и проверка ячеек КРУ | 76 |
| 6.11 Выбор и проверка выключателей | 78 |
| 6.12 Выбор и проверка трансформаторов тока | 79 |
| 6.13 Выбор и проверка трансформаторов напряжения | 80 |
| 6.14 Выбор и проверка токоведущих частей | 80 |
| 6.15 Выбор и проверка изоляторов | 83 |
| 6.16 Выбор ОПН | 85 |
| 7 Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции Зеленый угол | 88 |
| 7.1 Выбор и проверка заземления подстанции Зеленый угол | 88 |
| 7.2 Расчет и проверка молниезащиты | 93 |
| 8 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети | 98 |
| 8.1 Срок окупаемости проекта | 98 |
| 8.2 Себестоимость передачи электроэнергии | 101 |
| 9 Релейная защита и автоматика ПС Даурии Зеленый угол | 102 |

| | |
|---|-----|
| 9.1 Релейная защита силового автотрансформатора | 102 |
| 9.2 Максимальная токовая защита | 108 |
| 9.3 Защита от перегрузки | 110 |
| 9.4 Автоматика | 111 |
| 10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети | 114 |
| 11 Безопасность и экологичность | 125 |
| 11.1 Безопасность | 125 |
| 11.2 Экологичность | 128 |
| 11.3 Чрезвычайные ситуации | 135 |
| Заключение | 137 |
| Библиографический список | 138 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АТ – автотрансформатор;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередач;
- ВН – высокое напряжение;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- КЭС – конденсационная электростанция
- ИП – источник питания;
- КЗ – короткое замыкания;
- КРМ – компенсация реактивной мощности
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- НН – низкое напряжение;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- СВН – сверхвысокое напряжение;
- СН – среднее напряжение;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ЭП – электропередача.

ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети Владивостока представляют собой сложную, но в значительной степени изношенную инфраструктуру, состоящую из линий электропередачи различного напряжения, подстанций и распределительных пунктов.

Актуальность темы обусловлена реконструкцией электрических сетей города Владивостока, в связи с выводом из эксплуатации Восточной ТЭЦ. Восточная ТЭЦ играет уникальную и незаменимую роль в энергосистеме Владивостока. Она является одним из основных источников электроэнергии. Вывод ВТЭЦ из эксплуатации по причине невозможности ее обслуживания имеет катастрофические последствия для Владивостока, усугубленные текущим состоянием сетей, поэтому необходимо произвести реконструкцию электрических сетей Владивостокского района.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования;
- 2) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, вблизи Восточной ТЭЦ;
- 3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;
- 4) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий,
- 5) произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать вводные выключатели для подключаемого оборудования;
- 6) определить оптимальный вариант реконструкции сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана климатическая характеристики, а также

рассмотрены территориальные особенности Приморского края, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого оборудования, разработаны варианты реконструкции электрической сети и выбрано основное оборудование, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта реконструкции сети, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

В ходе работы использовались следующие программное обеспечение: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; RastrWin3 Базовый комплекс.

Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ВЛАДИВОСТОКСКОГО РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Климатическая характеристика выполняется для комплексного учета природных факторов, которые оказывают непосредственное влияние на надежность, долговечность и экономическую эффективность энергетического объекта. Анализ современного состояния схемно – режимной ситуации в электрических сетях производится для определения вариантов вывода из эксплуатации ВТЭЦ расположенной в рассматриваемом районе. Анализ режимной ситуации, производится для определения узких мест района реконструкции электрических сетей.

1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности города Владивостока

Владивосток расположен на юге Дальнего Востока, занимая полуостров Муравьев-Амурского и прибрежные острова. Площадь города составляет 331 км², численность населения - около 600 тыс. человек. Сложный рельеф с перепадами высот и близость моря создают особые условия для проектирования энергетических объектов. Грунты преимущественно буроземы с участками рыхлых суглинков. В прибрежной зоне встречаются заболоченные территории с высокой коррозионной активностью. Это требует применения усиленных фундаментов: буронабивных свай для скальных пород и винтовых конструкций для неустойчивых грунтов. Климат муссонный с резкими перепадами температур (от -30°С зимой до +35°С летом) и высокой влажностью (70-90%). Характерны сильные ветра до 40 м/с, особенно в период тайфунов (август-сентябрь). Годовое количество осадков достигает 900 мм, включая обильные снегопады и ливни. [11] Климатические параметры города представлены в таблице 1. [17]

Таблица 1 –Таблица климатических параметров с влиянием на оборудование

| Параметр | Значение | Влияние на проектирование ЛЭП |
|------------------------|---|--|
| Ветровая нагрузка | До 40 м/с (тайфуны), IV ветровой район | Расчёт опор на ветровую нагрузку (до 600 Па), усиление креплений |
| Температура воздуха | Зимой: до –30°С, летом: до +35°С, средняя температура +5°С | Выбор проводов и изоляторов с соответствующим температурным диапазоном |
| Гололёдные образования | Толщина стенки до 20 мм III район по гололеду | Увеличение прочности проводов, выбор антигололёдной защиты |
| Влажность | 70–90% | Защита металлоконструкций от коррозии (оцинковка, полимерные покрытия) |
| Осадки | До 900 мм/год (ливни, снег) | Усиленная гидроизоляция, проектирование водоотвода |
| Рельеф | Холмистый, с крутыми склонами | Применение анкерных опор, усиленных фундаментов (буронабивные сваи) |
| Грунты | Скальные (граниты), рыхлые (суглинки), заболоченные участки | Адаптация фундаментов: винтовые сваи для болот, бетонные основания для скал |
| Сейсмичность | До 6 баллов | Учёт сейсмостойкости опор и подстанций |

Для города Владивостока выбираем исполнение оборудования для умеренно холодного климата УХЛ. Опоры выбираем металлические.

1.2. Характеристика электрических сетей города Владивостока

Электрические сети Владивостока представляют собой сложную многоуровневую систему, сформированную историческим развитием города, сложным рельефом и высокой плотностью потребителей. Конфигурация сети является иерархической, сочетающей элементы кольцевания на высоких напряжениях с радиальными схемами на среднем и низком уровнях, и имеет ярко выраженные географические особенности.

В Рассматриваемом районе Владивостока, основное значение имеют электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ. По состоянию на 01.01.2024 в Приморском крае эксплуатируется более 4500 км ЛЭП

напряжением 110 кВ и выше, значительная часть которых обеспечивает электроснабжение Владивостока и его агломерации. Эти сети обеспечивают связь Владивостока с единой энергосистемой Дальнего Востока и передачу электроэнергии от крупных генерирующих объектов, таких как Приморская ГРЭС и Владивостокская ТЭЦ-2. Эти сети обеспечивают электроснабжение промышленных предприятий, жилых массивов и социально значимых объектов города. Особенностью электрических сетей Владивостока является их высокая зависимость от магистральных ЛЭП 220-500 кВ, что обусловлено значительной удаленностью основных генерирующих мощностей от города, линии электропередач представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

| Наименование линии | U _{ном} , кВ | Сечение и марка линии | Длина линии, км | Тип линии |
|------------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|--------------|
| ВТЭЦ 2 – Зеленый угол | 220 110 | АСК – 300/70 | 4.1 | ВЛ |
| Зеленый угол - Русская | | АСК – 300/70 | 15.1 | ВЛ |
| Русская - Патрокл | | АСК – 300/70 | 6.3 | ВЛ |
| Зеленый угол - Волна | | АСК – 300/70 | 11.41 | ВЛ |
| Зеленый угол – Суходол | | АСК – 300/70 | 44 | ВЛ |
| Суходол – Владивосток | | АСК – 300/70 | 20 | ВЛ |
| Волна - Владивосток | | АСК – 300/70 | 53.63 | ВЛ |
| ВТЭЦ 2 - А | | АСК – 300/70 | 2.83 | ВЛ |
| ВТЭЦ 2 - А | | АСК – 300/70 | 2.83 | ВЛ |
| Зеленый угол - А | | АС – 240/32 | 3.27 | ВЛ |
| Зеленый угол - А | | АС – 240/32 | 3.27 | ВЛ |
| Зеленый угол - Мингород | | АС – 150/24 | 3.1 | ВЛ |
| Зеленый угол – Восточная ТЭЦ | | АС – 150/24 | 2,1 | ВЛ |
| 1Р-Мингород | | АС – 150/24 | 2,7 | ВЛ |
| Восточная ТЭЦ-1Р | | АС – 150/24 | 1,9 | ВЛ |
| Востоная ТЭЦ-2Р | | АС – 150/24 | 2,6 | ВЛ |
| Волная-2Р | | АС – 150/24 | 2,1 | ВЛ |
| 2Р-Стройиндустрия | АС – 150/24 | 1,1 | ВЛ | |
| Восточная ТЭЦ-Стройиндустрия | АС – 150/24 | 0.75 | ВЛ | |

Таблица 3 – Распределение проводников по классам номинального напряжения

| $U_{\text{ном}}$, кВ | Суммарная протяженность, км |
|-----------------------|-----------------------------|
| 220 | 161.84 |
| 110 | 23.48 |

Таблица 4 – Анализ сечения

| $U_{\text{ном}}$, кВ | Сечение | Суммарная протяженность, км |
|-----------------------|--------------|-----------------------------|
| 220 | АСК – 300/42 | 161.84 |
| 110 | АС – 300/42 | 5.66 |
| | АС – 240/24 | 6.54 |
| | АС – 150/19 | 11.28 |

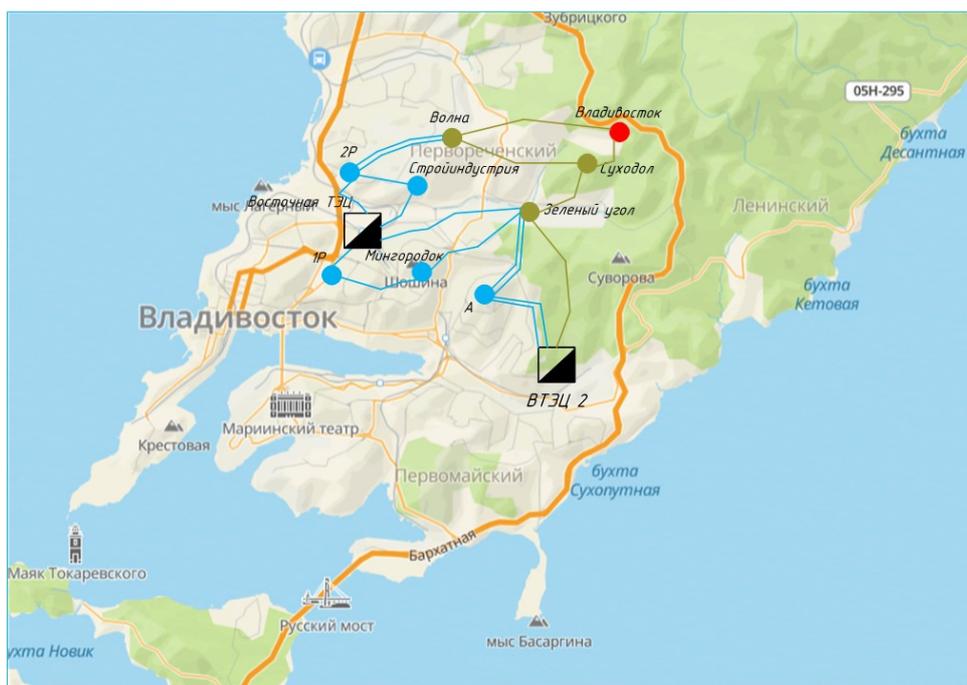


Рисунок 1 – Карта-схема района проектирования города Владивостока

Восточная ТЭЦ выдает в систему 121,2 МВт.

При выводе из эксплуатации Восточной ТЭЦ, источниками питания сможет стать следующая станция:

Владивостокская ТЭЦ 2

РУ ВН ВТЭЦ 2:

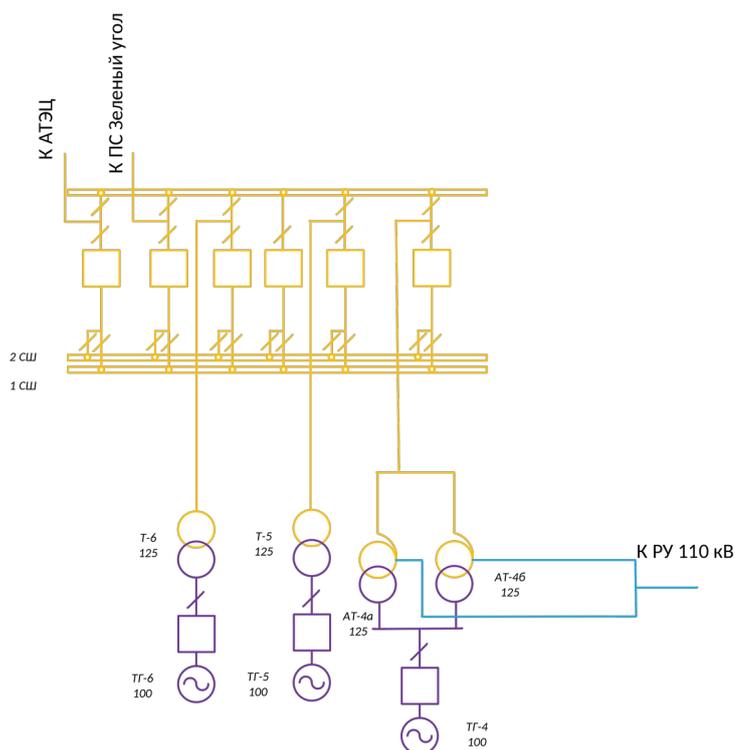


Рисунок 2 – Схема ВТЭЦ 2 220 кВ

УНОМ: 220 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

| Марка | Кол-во | U _к , % | | | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | ΔQ _х , кВАр | I _х , % |
|-----------------------|--------|--------------------|-----|-----|-----------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| | | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| АТДЦТН-125000/220/110 | 2 | 11 | 45 | 28 | 430 | 125 | 625 | 0,5 |
| ТДЦ-125000/220/15.7 | 2 | 11 | | | 305 | 65 | 625 | 0,5 |

Таблица 6 – Генераторы

| Марка | Кол-во | $P_{НОМ}$, МВт | $U_{НОМ}$, кВ | Номинальная частота вращения, об/мин |
|-------------|--------|-----------------|----------------|--------------------------------------|
| ТВФ-100-2УЗ | 2 | 100 | 15.75 | 1500 |

РУ СН ВТЭЦ 2:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 6 линейных, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

| Марка | Кол-во | U_K , % | | | ΔP_K , кВт | ΔP_X , кВт | ΔQ_X , кВАр | I_X , % |
|---------------------------|--------|-----------|-----|-----|--------------------|--------------------|---------------------|-----------|
| | | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| АТДЦТН-125000/22 0/110 | 2 | 11 | 45 | 28 | 430 | 125 | 625 | 0,5 |
| ТЦ-125000/110/15.7 | 2 | 13 | | | 600 | 250 | 1125 | 0,45 |

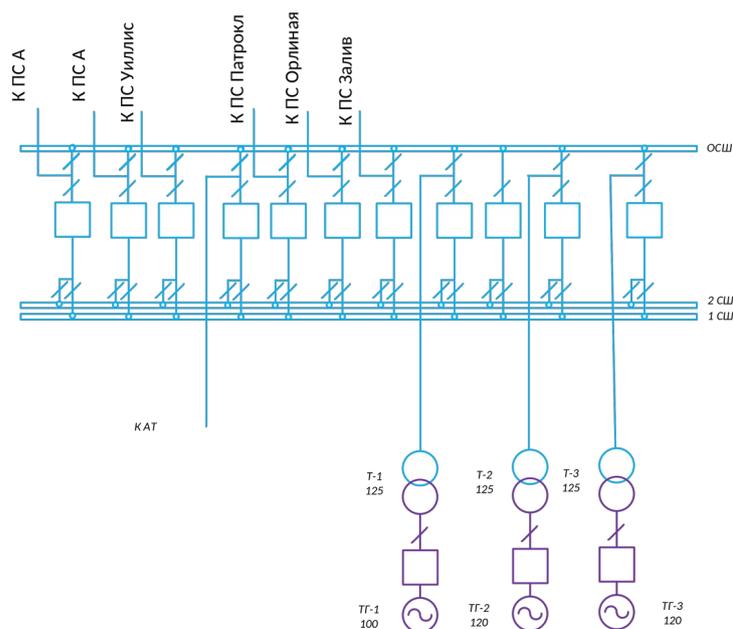


Рисунок 3 – Схема ВТЭЦ 2 110 кВ

Таблица 8 – Генераторы

| Марка | Кол-во | $P_{\text{НОМ}}$, МВт | $U_{\text{НОМ}}$, кВ | Номинальная частота вращения, об/мин |
|-------------|--------|---------------------------|--------------------------|--|
| ТВФ-120-2УЗ | 2 | 120 | 15.75 | 1500 |
| ТВФ-100-2УЗ | 2 | 100 | 15.75 | 1500 |

Источниками питания для потребителей электрической энергии могут стать следующие подстанции:

Таблица 9 – ПС по способу присоединения к сети и их трансформаторная мощность

| Наименование ПС | Способ присоединения к сети | Количество и марки трансформаторов |
|-------------------|--------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ПС Зеленый угол | Узловая | 2 x АДЦТН-63000/220/110/6 |
| ПС Волна | Узловая | 2 x АДЦТН-125000/220/110/6.3 |
| ПС А | Узловая | 2 x ТДТН -40000/110/35/10 |
| ПС Владивосток | Узловая | 3 x АОДЦТН-167000/500/220/35 |
| ПС Суходол | Транзитная | 2 x ТДТН-40000/110/35/6 |
| ПС 2Р | Узловая | 2 x ТДТН-40000/110/35/6 |
| ПС Стройиндустрия | Транзитная | 2 x ТДТН-25000/110/35/6 |
| ПС 1Р | Транзитная | 2 x ТДТН-16000/110/35/6 |
| ПС Мингородок | Транзитная | 2 x ТДТН-25000/110/35/6 |

Таблица 10 – ПС по схемам РУ

| Наименование ПС | Схема РУ ВН | |
|-----------------|---|---|
| | 1 | 2 |
| ПС Зеленый угол | Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9) | |
| ПС Русская | Мостик (5Н) | |
| ПС А | 110 | Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9) |

| 1 | 2 | 3 |
|-------------------|-----|--|
| | 35 | Две рабочие системы шин (13) |
| ПС Волна | 220 | Четырехугольник (7) |
| | 110 | Одна рабочая секционированная выключателям и обходная система шин (12) |
| ПС Владивосток | 500 | Треугольник (6Н) |
| | 220 | Две рабочие системы шин (13) |
| ПС Суходол | 110 | Мостик (5Н) |
| ПС 2Р | 110 | Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9) |
| ПС Стройиндустрия | 110 | Мостик (5Н) |
| ПС 1Р | 110 | Мостик (5Н) |
| ПС Мингородок | 110 | Мостик (5Н) |

В рассматриваемом районе преобладают сети напряжением 220 кВ, у большинства рассматриваемых подстанция установлено по 2 трансформатора, в рассматриваемом районе присутствует большое количество отпаечных ПС.

Произведем проверку правильности выбранного эквивалента. Проверим правильность выбранного эквивалента, путем сравнения параметров контрольного замера зимы 2025 года, и параметров, получившихся из расчетов в ПВК RastrWin3 взятого эквивалента.

$I_{\max \text{ экв}}$ - максимальный ток эквивалента;

$I_{\text{загр экв}}$ - максимальная токовая загруженность эквивалента;

$I_{\max \text{ сущ}}$ - максимальный ток по контрольному замеру;

$I_{\text{загр сущ}}$ - максимальная токовая загруженность по контрольному замеру;

$I_{\max \%}$ - отклонение максимального тока;

$I_{\text{загр}\%}$ - отклонение токовой загруженности.

Таблица 14 - сравнение параметров эквивалента и существующего режима

| Название | I max экв | I загр экв | I max суц | I загр суц | I max % | I загр % |
|--|-----------|------------|-----------|------------|---------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп.2 | 259,6 | 0 | 283,19 | 0 | 9,2 | 0 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп.1 | 197,5 | 0 | 215,42 | 0 | 8,22 | 0 |
| Оп.2 - Оп.3 | 184,2 | 0 | 200,95 | 0 | 9,2 | 0 |
| Оп.1 - ПС Патрокл 110 кВ | 149,8 | 0 | 163,44 | 0 | 8,2 | 0 |
| Оп.4 - ПС Патрокл 110 кВ | 124 | 0 | 135,55 | 0 | 8,8 | 0 |
| ПС Улисс 110 кВ - Оп.4 | 124 | 0 | 135,54 | 0 | 9,5 | 0 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ВТЭЦ 2 220 кВ | 182 | 0 | 198,56 | 0 | 9,1 | 0 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 146,2 | 0 | 159,46 | 0 | 8,2 | 0 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 146,2 | 0 | 159,46 | 0 | 9,3 | 0 |
| Оп.3 - ПС Улисс 110 кВ | 94,2 | 0 | 102,82 | 0 | 9,5 | 0 |
| ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Зеленый угол | 142,2 | 0 | 155,14 | 0 | 9,1 | 0 |
| Оп.3 - ПС Голдобин 110 кВ | 89,9 | 0 | 98,11 | 0 | 9,1 | 0 |
| ПС Голдобин 110 кВ - ПС Улисс 110 кВ | 75,7 | 0 | 82,59 | 0 | 9,108 | 0 |
| Оп.2 - ПС Загородная 110кВ | 75,4 | 0 | 82,30 | 0 | 8,1378 | 0 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Волна | 83,7 | 0 | 91,36 | 0 | 9,108 | 0 |
| Оп.1 - ПС Загородная 110 кВ | 50,1 | 0 | 54,73 | 0 | 8,118 | 0 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 59,9 | 0 | 65,41 | 0 | 8,712 | 0 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 59,9 | 0 | 65,41 | 0 | 9,405 | 0 |
| ПС 220 кВ Суходол - ПС 220 кВ Зеленый угол | 35,8 | 0 | 39,13 | 0 | 9,009 | 0 |
| ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ | 34 | 0 | 37,13 | 0 | 8,118 | 0 |

Продолжение таблицы 14

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|------|---|-------|---|-------|---|
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ПС Русская 220 кВ | 31,1 | 0 | 34,00 | 0 | 9,207 | 0 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Суходол | 21,5 | 0 | 23,51 | 0 | 9,405 | 0 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ПС Патрокл 220 кВ | 27,6 | 0 | 30,10 | 0 | 9,009 | 0 |

Таблица 15 - Сравнение параметров эквивалента и существующего режима

| Название | Напряжение эквивалента | Напряжение по контрольному замеру | Отклонения напряжения |
|------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 220 кВ Владивосток | 232,8 | 240,00 | 2,8 |
| ПС 220 кВ Волна | 229,1 | 236,15 | 1,4 |
| ПС Волна Н1 | 224,5 | 231,46 | 1,7 |
| ПС Волна Н2 | 224,5 | 231,46 | 2 |
| ПС 110 кВ Волна | 112,2 | 115,70 | 5,88 |
| ПС 6 кВ Волна | 6,4 | 6,55 | 1,4 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол | 229,4 | 236,45 | 1,4 |
| ПС Зеленый угол Н1 | 228,2 | 235,24 | 3,22 |
| ПС Зеленый угол Н2 | 228,2 | 235,24 | 2,8 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол | 114,1 | 117,65 | 6,57 |
| ПС 10 кВ Зеленый угол | 10,8 | 11,14 | 3,2 |
| ПС Патрокл 220 кВ | 229,2 | 236,28 | 4,13 |
| ПС Патрокл Н1 | 228,0 | 235,01 | 3,84 |
| ПС Патрокл Н2 | 228,0 | 235,01 | 4,8 |
| ПС Патрокл 110 кВ | 114,0 | 117,51 | 0 |
| ПС Патрокл 10 кВ | 10,9 | 11,21 | 0 |
| ВТЭЦ 2 220 кВ | 229,4 | 236,54 | 0 |
| ВТЭЦ 2 Н1 | 228,7 | 235,74 | 0 |
| ВТЭЦ 2 Н2 | 228,7 | 235,74 | 3,88 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ | 114,3 | 117,85 | 0,7 |
| ВТЭЦ 2 10 кВ | 11,0 | 11,33 | 4,15 |
| ПС А 110 кВ | 114,2 | 117,70 | 4,15 |
| ПС Русская 220 кВ | 229,1 | 236,17 | 2,77 |
| ПС 220 кВ Суходол | 231,9 | 239,03 | 1,39 |
| ПС Загородная 110 кВ | 114,1 | 117,58 | 1,68 |
| ПС Улисс 110 кВ | 113,6 | 117,16 | 1,98 |
| ПС Голдобин 110 кВ | 113,6 | 117,16 | 5,82 |
| Оп.1 | 114,1 | 117,65 | 1,39 |
| Оп.2 | 114,0 | 117,55 | 1,39 |
| Оп.3 | 113,7 | 117,22 | 3,19 |
| Оп.4 | 113,8 | 117,29 | 2,77 |
| ПС Загородная 110 кВ | 114,0 | 117,50 | 6,50 |
| ПС Улисс 110 кВ | 113,7 | 117,21 | 3,17 |

Значение параметров отличаются меньше чем на 10%, значит эквивалент выбран верно.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет вероятностных характеристик

Расчет вероятных характеристик будет проводиться по контрольным замерам за период пиков максимальных нагрузок за 2018-2024 года.

Средней мощностью называют математическое ожидание вероятностных значений нагрузки в течении рассматриваемого периода времени. Этот вид нагрузки используют для расчета электропотребления и для выбора мощности силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum P_i \cdot t_i \text{ МВт} \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum Q \cdot t_i \text{ МВт} \quad (2)$$

Произведем расчет для максимального и минимального периода нагрузок с интервалом по 1 часу. Для примера приведем расчет максимального периода нагрузок ПС 220 кВ Зеленый угол.

$$P_{cp \text{ Зеленый угол}} = \frac{1}{24} \cdot \sum (22,6 \cdot 6 + 18,5 \cdot 6 + 22,3 \cdot 6 + 22,6 \cdot 6) \text{ МВт}$$

$$P_{cp \text{ Зеленый угол}} = 20,7 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp \text{ Зеленый угол}} = \frac{1}{24} \cdot \sum (10,1 \cdot 6 + 9,2 \cdot 6 + 11,7 \cdot 6 + 11,9 \cdot 6) \text{ МВ}$$

$$Q_{cp \text{ Зеленый угол}} = 10,3 \text{ МВт}$$

Рассчитаем эффективную мощность

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} * \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} * \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (4)$$

$$P_{эф \text{ Зеленый угол}} = \sqrt{\frac{1}{24} * (22,6^2 \cdot 6 + 18,5^2 \cdot 6 + 22,3^2 \cdot 6 + 22,6^2 \cdot 6)}$$

$$P_{эф \text{ Зеленый угол}} = 20,1 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф \text{ Зеленый угол}} = \sqrt{\frac{1}{24} * (10,1^2 \cdot 6 + 9,2^2 \cdot 6 + 11,7^2 \cdot 6 + 11,9^2 \cdot 6)}$$

$$Q_{эф \text{ Зеленый угол}} = 9,9 \text{ МВт}$$

Остальные ПС рассчитываем аналогичным образом. Сведем все полученные значения в таблицу.

Таблица 11 – Значения нагрузок.

| Название | Рмах | Qмах | Рср | Qср | Рэф | Qэф | Рмин | Qмин |
|------------------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|
| ПС Зеленый угол | 20,7 | 10,7 | 19,7 | 9,8 | 19,1 | 9,4 | 18,8 | 9,2 |
| ПС Волна | 57,8 | 34,7 | 53,4 | 31,5 | 50,5 | 29,6 | 46,7 | 27,8 |
| ПС А | 37,4 | 18,1 | 34,9 | 16,4 | 32,2 | 15,1 | 30,6 | 14,4 |
| ПС Владивосток | 123,6 | 65,2 | 114,1 | 59,3 | 112,4 | 58,1 | 109,4 | 52,5 |
| ПС Суходол | 33,3 | 14,9 | 31,1 | 13,6 | 30,3 | 12,3 | 28,7 | 12,5 |
| ПС 2Р | 30,8 | 17,5 | 29,7 | 15,9 | 28,7 | 11,2 | 26,9 | 10,6 |
| ПС Стройндустрия | 17,5 | 9,8 | 17,6 | 8,9 | 16,5 | 8,5 | 15,5 | 7,8 |
| ПС 1Р | 14,5 | 6,2 | 11,5 | 5,6 | 11,0 | 5,3 | 10,5 | 4,8 |

| | | | | | | | | |
|---------------|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|
| ПС Мингородок | 14,1 | 7,6 | 14,5 | 6,9 | 13,5 | 6,0 | 12,5 | 5,8 |
|---------------|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|

Максимальные нагрузки определим из графика активной нагрузки подстанции 220 кВ, питающей городские районы с комплексным составом потребителей. [4]

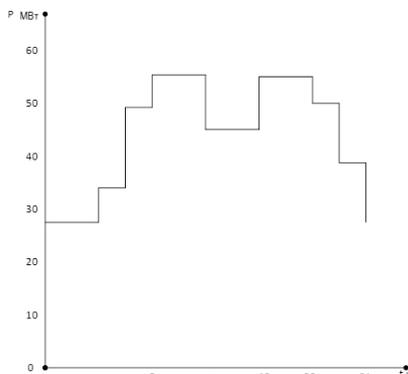


Рисунок 4 - суточный график нагрузки проектируемой подстанции

Таблица 26 – Прогнозируемые максимальные мощности ПС

| Название | P _{max} | Q _{max} | P _{ср} | Q _{ср} | P _{эф} | Q _{эф} | P _{мин} | Q _{мин} |
|-------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| ПС Зеленый угол | 21,8 | 11,3 | 20,7 | 10,3 | 20,1 | 9,9 | 19,8 | 9,7 |
| ПС Волна | 60,8 | 36,5 | 56,2 | 33,2 | 53,2 | 31,2 | 49,2 | 29,3 |
| ПС А | 39,4 | 19,0 | 36,7 | 17,3 | 33,9 | 15,9 | 32,2 | 15,2 |
| ПС Владивосток | 130,1 | 68,6 | 120,1 | 62,4 | 118,3 | 61,2 | 115,2 | 55,3 |
| ПС Суходол | 35,0 | 15,7 | 32,7 | 14,3 | 31,9 | 12,9 | 30,2 | 13,2 |
| ПС 2Р | 32,4 | 18,4 | 31,3 | 16,7 | 30,2 | 11,8 | 28,3 | 11,2 |
| ПС Стройиндустрия | 18,4 | 10,3 | 18,5 | 9,4 | 17,4 | 8,9 | 16,3 | 8,2 |
| ПС 1Р | 15,3 | 6,5 | 12,1 | 5,9 | 11,6 | 5,6 | 11,1 | 5,1 |
| ПС Мингородок | 14,8 | 8,0 | 15,3 | 7,3 | 14,2 | 6,3 | 13,2 | 6,1 |

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

Определим прогнозируемую величину по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} * (1 + \varepsilon)^{f_{\text{прог}} - t} \quad (5)$$

где $P_{\text{макс}}$ – максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района;

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

t – год, в который снимался в первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5, $\varepsilon = 0,04$.

$$P_{\text{зеленый угол}}^{\text{макс}} = 21,77 * (1 + 0,04)^{2030 - 2025} = 22,1 \quad (6)$$

Рассчитаем прогнозируемые мощности и сведем для удобства в таблицу 18.

Таблица 18 – Спрогнозированные значения нагрузок.

| Название | $P_{\text{мах}}$ | $Q_{\text{мах}}$ | $P_{\text{эф}}$ | $Q_{\text{эф}}$ | $P_{\text{мин}}$ | $Q_{\text{мин}}$ |
|-------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ПС Зеленый угол | 22,1 | 11,8 | 21,9 | 10,8 | 17,3 | 10,2 |
| ПС Волна | 60,2 | 33,9 | 58,2 | 31,9 | 54,1 | 30,1 |
| ПС А | 44 | 20,8 | 40,7 | 19,1 | 34,6 | 18,2 |
| ПС Владивосток | 144,1 | 74,9 | 142 | 73,4 | 131, | 66,3 |
| ПС Суходол | 39,2 | 17,2 | 38,3 | 15,5 | 32,2 | 15,8 |
| ПС 2Р | 37,5 | 20 | 36,2 | 14,2 | 29,9 | 12,8 |
| ПС Стройиндустрия | 22,2 | 11,3 | 20,9 | 10,7 | 16,5 | 9,8 |
| ПС 1Р | 14,5 | 7,1 | 13,9 | 6,7 | 11,3 | 6,1 |
| ПС Мингородок | 18,4 | 8,8 | 17,1 | 7,6 | 12,8 | 7,3 |

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ВЛАДИВОСТОКСКОГО РАЙОНА

3.1 Расчет и анализ исходного режима электрической сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбран объект генерации:

1. ВТЭЦ-2;
2. Восточная ТЭЦ;

Также выбрано 1 подстанция с высшим классом напряжения 500 кВ: Владивосток. 3 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: Волна, Зеленый угол, Суходол. 5 подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ: 1Р, 2Р, Стройиндустрия, Мингород, А.

Расчет будем производить в ПВК RastrWin3, методические указания по расчеты представлены в [27]. Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В таблице 12 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети:

$U_{\text{ном}}$ - Номинальное напряжение, кВ;

U - Расчетное напряжение, кВ;

ΔU - Отклонение напряжения, %;

Таблица 12 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

| Название | $U_{\text{ном}}$, кВ | U , кВ | $U_{\text{кз}}$, кВ | ΔU , % |
|-----------------------|-----------------------|----------|----------------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ПС 220 кВ Владивосток | 220 | 240,00 | 240,48 | 9,09 |
| ПС 220 кВ Волна | 220 | 236,15 | 236,63 | 7,34 |
| ПС Волна Н1 | 220 | 231,46 | 231,92 | 5,21 |
| ПС Волна Н2 | 220 | 231,46 | 231,92 | 5,21 |
| ПС 110 кВ Волна | 110 | 115,70 | 115,93 | 5,18 |
| ПС 6 кВ Волна | 6,3 | 6,55 | 6,57 | 4,04 |

| | | | | |
|------------------------|-----|--------|--------|------|
| ПС 220 кВ Зеленый угол | 220 | 236,45 | 236,93 | 7,48 |
|------------------------|-----|--------|--------|------|

Продолжение таблицы 12

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|------------------------|------|--------|--------|------|
| ПС Зеленый угол Н1 | 220 | 235,24 | 235,52 | 6,93 |
| ПС Зеленый угол Н2 | 220 | 235,24 | 235,52 | 6,93 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол | 110 | 117,65 | 117,80 | 6,96 |
| ПС 10 кВ Зеленый угол | 10,5 | 11,14 | 11,16 | 6,12 |
| ПС Патрокл 220 кВ | 220 | 236,28 | 236,57 | 7,40 |
| ПС Патрокл Н1 | 220 | 235,01 | 235,29 | 6,82 |
| ПС Патрокл Н2 | 220 | 235,01 | 235,24 | 6,82 |
| ПС Патрокл 110 кВ | 110 | 117,51 | 117,63 | 6,83 |
| ПС Патрокл 10 кВ | 10,5 | 11,21 | 11,22 | 6,74 |
| ВТЭЦ 2 220 кВ | 220 | 236,54 | 236,77 | 7,52 |
| ВТЭЦ 2 Н1 | 220 | 235,74 | 236,07 | 7,15 |
| ВТЭЦ 2 Н2 | 220 | 235,74 | 236,07 | 7,15 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ | 110 | 117,85 | 118,02 | 7,14 |
| ВТЭЦ 2 10 кВ | 10,5 | 11,33 | 11,34 | 7,87 |
| ПС А 110 кВ | 110 | 117,70 | 117,86 | 7,00 |
| ПС Русская 220 кВ | 220 | 236,17 | 236,51 | 7,35 |
| ПС 220 кВ Суходол | 220 | 239,03 | 239,37 | 8,65 |
| ПС Загородная 110 кВ | 110 | 117,58 | 117,75 | 6,89 |
| ПС Улисс 110 кВ | 110 | 117,16 | 117,28 | 6,51 |
| ПС Голдобин 110 кВ | 110 | 117,16 | 117,28 | 6,51 |
| Оп.1 | 110 | 117,65 | 117,77 | 6,95 |
| Оп.2 | 110 | 117,55 | 117,75 | 6,86 |
| Оп.3 | 110 | 117,22 | 117,42 | 6,56 |
| Оп.4 | 110 | 117,29 | 117,48 | 6,62 |
| ПС Загородная 110 кВ | 110 | 117,50 | 117,70 | 6,82 |
| ПС Улисс 110 кВ | 110 | 117,21 | 117,41 | 6,55 |
| ПС Голдобин 110 кВ | 110 | 117,16 | 117,36 | 6,51 |

Отклонения напряжения соответствуют нормам допустимым значениям.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ветвей в нормальном режиме

| Название | $I_{расч}, A$ | $I_{кз}, A$ | $I_{дд}, A$ | $I_{расч} / I_{дд}$ | $I_{расч} / I_{кз}$ |
|--|---------------|-------------|-------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп.2 | 283,19 | 283,30 | 445 | 63,66 | -0,04 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп.1 | 215,42 | 215,49 | 445 | 48,42 | -0,03 |
| Оп.2 - Оп.3 | 200,95 | 201,11 | 445 | 45,19 | -0,08 |
| Оп.1 - ПС Патрокл 110 кВ | 163,44 | 163,47 | 445 | 36,74 | -0,02 |
| Оп.4 - ПС Патрокл 110 кВ | 135,55 | 135,37 | 445 | 30,46 | 0,13 |
| ПС Улисс 110 кВ - Оп.4 | 135,54 | 135,48 | 445 | 30,46 | 0,04 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ВТЭЦ 2 220 кВ | 198,56 | 198,81 | 690 | 28,81 | -0,12 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 159,46 | 159,56 | 690 | 23,13 | -0,06 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 159,46 | 159,56 | 690 | 23,13 | -0,06 |
| Оп.3 - ПС Улисс 110 кВ | 102,82 | 102,88 | 445 | 23,12 | -0,05 |
| ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Зеленый угол | 155,14 | 155,29 | 690 | 22,51 | -0,10 |
| Оп.3 - ПС Голдобин 110 кВ | 98,11 | 98,17 | 445 | 22,06 | -0,06 |
| ПС Голдобин 110 кВ - ПС Улисс 110 кВ | 82,59 | 82,53 | 445 | 18,56 | 0,07 |
| Оп.2 - ПС Загородная 110 кВ | 82,30 | 82,35 | 445 | 18,51 | -0,07 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Волна | 91,36 | 107,99 | 690 | 15,65 | -18,20 |
| Оп.1 - ПС Загородная 110 кВ | 54,73 | 54,89 | 445 | 12,33 | -0,30 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 65,41 | 65,45 | 610 | 10,73 | -0,06 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 65,41 | 65,45 | 610 | 10,73 | -0,06 |
| ПС 220 кВ Суходол - ПС 220 кВ Зеленый угол | 39,13 | 64,29 | 835 | 7,70 | -64,31 |
| ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ | 37,13 | 37,72 | 690 | 5,47 | -1,59 |

| | | | | | |
|---|-------|-------|-----|------|-------|
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ПС Русская 220 кВ | 34,00 | 36,45 | 690 | 5,28 | -7,22 |
|---|-------|-------|-----|------|-------|

Перегруженных линий не обнаружено. Тем самым обеспечивается повышенный запас по пропускной способности, что позволяет без проблем подключать новых потребителей или увеличивать нагрузку в перспективе без необходимости модернизации сети.

Таким образом допускается вывод Восточной ТЭЦ и перенос нагрузки на существующие подстанции.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ между ВТЭЦ-2 и Патрокл при ремонте ВЛ 220 кВ Зеленый угол - Патрокл.

По результатам расчёта режима при отключении ВЛ 110 кВ между ВТЭЦ-2 и Патрокл и переводе всей нагрузки наблюдаем, что уровни напряжения находятся в допустимых пределах, в послеаварийном режиме появилась перегруженная ВЛ по которой протекает ток превышающий длительно допустимые значения.

Необходима ее реконструкция с увеличением сечения проводников. В таблице 16 представлены отклонения напряжения, в таблице 17 токовая загрузка ветвей.

Таблица 16 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме отключена ВЛ 110 кВ между ВТЭЦ-2 и Патрокл при ремонте ВЛ 220 кВ Зеленый угол - Патрокл

| Название | $U_{\text{ном}}$, кВ | $U_{\text{расч}}$, кВ | ΔU , % |
|------------------------|-----------------------|------------------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 220 кВ Владивосток | 220 | 240,00 | 9,09 |
| ПС 220 кВ Волна | 220 | 235,99 | 7,27 |
| ПС Волна Н1 | 220 | 231,29 | 5,13 |
| ПС Волна Н2 | 220 | 231,29 | 5,13 |
| ПС 110 кВ Волна | 110 | 115,61 | 5,10 |
| ПС 6 кВ Волна | 6,3 | 6,55 | 3,96 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол | 220 | 236,25 | 7,39 |
| ПС Зеленый угол Н1 | 220 | 235,06 | 6,84 |
| ПС Зеленый угол Н2 | 220 | 235,06 | 6,84 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол | 110 | 117,56 | 6,88 |
| ПС 10 кВ Зеленый угол | 10,5 | 11,13 | 6,04 |
| ПС Патрокл 220 кВ | 220 | 235,45 | 7,02 |
| ПС Патрокл Н1 | 220 | 233,83 | 6,29 |
| ПС Патрокл Н2 | 220 | 233,83 | 6,29 |
| ПС Патрокл 110 кВ | 110 | 116,92 | 6,29 |
| ПС Патрокл 10 кВ | 10,5 | 11,15 | 6,20 |
| ВТЭЦ 2 220 кВ | 220 | 236,34 | 7,43 |
| ВТЭЦ 2 Н1 | 220 | 235,56 | 7,07 |
| ВТЭЦ 2 Н2 | 220 | 235,56 | 7,07 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ | 110 | 117,77 | 7,06 |
| ВТЭЦ 2 10 кВ | 10,5 | 11,32 | 7,79 |
| ПС А 110 кВ | 110 | 117,61 | 6,92 |
| ПС Русская 220 кВ | 220 | 235,56 | 7,07 |
| ПС 220 кВ Суходол | 220 | 238,95 | 8,62 |
| ПС Загородная 110 кВ | 110 | 117,10 | 6,46 |

| | | | |
|-----------------|-----|--------|------|
| ПС Улисс 110 кВ | 110 | 116,17 | 5,61 |
|-----------------|-----|--------|------|

Продолжение таблицы 16

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----------------------|-----|--------|------|
| ПС Голдобин 110 кВ | 110 | 116,07 | 5,52 |
| Оп.1 | 110 | 117,26 | 6,60 |
| Оп.2 | 110 | 0,00 | 0,00 |
| Оп.3 | 110 | 0,00 | 0,00 |
| Оп.4 | 110 | 116,36 | 5,78 |
| ПС Загородная 110 кВ | 110 | 117,10 | 6,46 |
| ПС Улисс 110 кВ | 110 | 116,17 | 5,61 |
| ПС Голдобин 110 кВ | 110 | 116,07 | 5,52 |

Отклонения напряжения не превышает 10%, что указывает о правильности расчета режима.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ветвей в послеаварийном режиме отключена ВЛ 110 кВ между ВТЭЦ-2 и Патрокл при ремонте ВЛ 220 кВ Зеленый угол - Патрокл

| Название | I_{\max}, A | $I_{дд}, A$ | $I_{\max} / I_{дд}, \%$ |
|--|---------------|-------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп.1 | 488,94 | 445 | 109,89 |
| Оп.1 - ПС Патрокл 110 кВ | 353,14 | 445 | 79,37 |
| Оп.4 - ПС Патрокл 110 кВ | 339,77 | 445 | 76,35 |
| ПС Улисс 110 кВ - Оп.4 | 339,68 | 445 | 76,33 |
| ПС Голдобин 110 кВ - ПС Улисс 110 кВ | 182,47 | 445 | 41,00 |
| Оп.1 - ПС Загородная 110 кВ | 137,19 | 445 | 30,86 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ВТЭЦ 2 220 кВ | 201,64 | 690 | 29,26 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 161,25 | 690 | 23,38 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 161,25 | 690 | 23,38 |
| ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Зеленый угол | 154,57 | 690 | 22,44 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Волна | 95,34 | 690 | 16,24 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 67,10 | 610 | 11,01 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 67,10 | 610 | 11,01 |

| | | | |
|--|-------|-----|-------|
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ПС Русская 220 кВ | 71,80 | 690 | 10,88 |
| Продолжение таблицы 17 | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 220 кВ Суходол - ПС 220 кВ Зеленый угол | 41,65 | 835 | 8,00 |

В послеаварийном режиме наблюдаются проблемные места, которые указаны в таблице 17. В соответствии с анализом текущей схемной обстановки, можно заключить, что в выбранном эквиваленте преобладает значительная протяженность линий номиналом 220 кВ, и согласно расчетам режима, их загрузка является невысокой. В сети 110 кВ послеаварийные режимы демонстрируют перегруженные ЛЭП. Для подключения новых потребителей в данном районе необходима их реконструкция.

3.2. Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности. Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия. Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей. Для выбора КУ на ПС вблизи рассматриваемого участка, проводим расчет по следующему алгоритму. Рассчитываем реактивную мощность, которую требуется передать для примера на ПС 2Р, тк у нее самая большая мощность:

$$Q_{пред} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (7)$$

где P_{\max} - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент мощности, предельный по [30] примем 0,4.

$$Q_{\text{пред}} = 37,56 \cdot 0,4 = 15 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (8)$$

где P_{\max} - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg}\varphi_i$ - коэффициент мощности, потребители жилых домов, примем 0,43 [30]

$$Q_{\max} = 37,56 \cdot 0,43 = 16,15 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\max} - Q_{\text{пред}} \quad (9)$$

$$Q_{\text{КУ}} = 16,15 - 15 = 1,15 \text{ Мвар}$$

Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{КУ1сш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУ}}{N_{сш}}, \quad (10)$$

где $N_{сш}$ - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению $Q_{КУ1сш}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{КУ1сш} = 1,1 \cdot \frac{1,15}{2} = 0,63 \text{ МВАр}$$

Для подстанции 2Р выбираем КУ типа 2хУКРМ- 56-10,5-650-450 УЗ.

$$Q_{КУФ} = 650 \cdot 2 = 1,3 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{КУФ}, \quad (11)$$

где $Q_{КУФ}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

$$Q_{неск} = 16,15 - 1,3 = 14,85 \text{ МВАр}$$

Таблица 19 - Компенсирующие устройства

| ПС | Номинальная мощность КУ, $Q_{\text{неск}}$ квар | Количество и марка батареи | |
|--------------------------|---|-------------------------------|-----|
| | | 3 | 4 |
| 1 | 2 | | |
| ПС Зеленый угол | 10,1 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 300УЗ | 2шт |
| ПС Волна | 31,2 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 750УЗ | 2шт |
| ПС Владивосток | 76,2 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 1500УЗ | 2шт |
| ПС Суходол | 17,2 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 150УЗ | 2шт |
| ПС 2Р | 14,85 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 150УЗ | 2шт |
| ПС Стройиндустри я | 11,3 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 650УЗ | 2шт |
| ПС 1Р | 7,1 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 150УЗ | 2шт |
| ПС Мингородок | 8,8 | УКРЛ 56-6,3(10,5) – 350УЗ | 2шт |

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

При реконструкции вариантов схем необходимо руководствоваться следующими принципами:

- 1) Линии не должны пересекаться;
- 2) Применение простых конфигураций схем РУ подстанции;
- 3) Разветвление сети выполнять в узле нагрузки;
- 4) В кольцевых сетях применять один уровень номинального напряжения;

5) Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;

6) Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;

7) Вариант должен предусматривать реконструкцию электропотребления в узлах нагрузки.

Варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к первой категории.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

1) схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

2) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также — потери мощности и электроэнергии.

Вариант 1

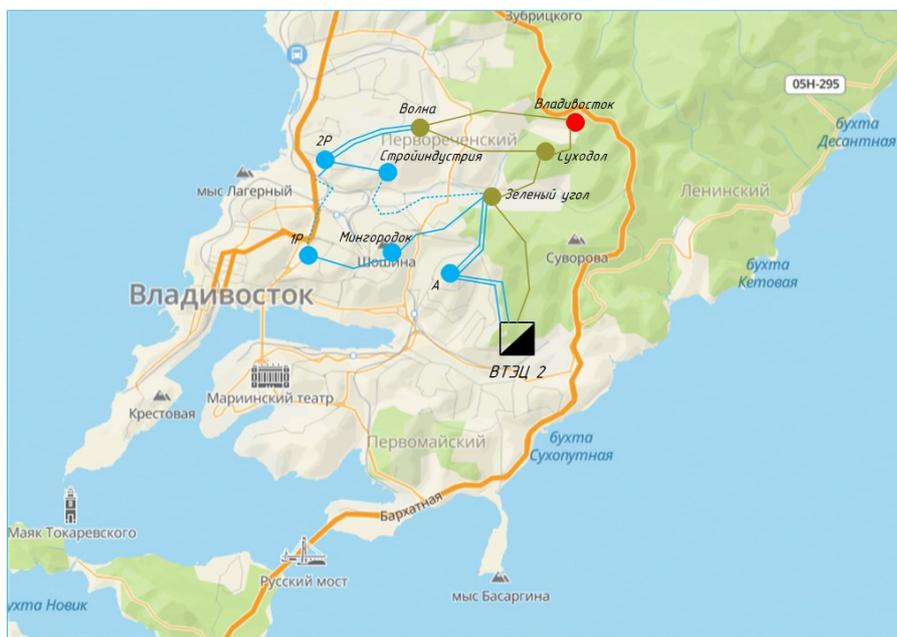


Рисунок 4 - Первый вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 110 кВ 2Р-1Р длиной 3,2 км и ВЛ 110 кВ Зеленый угол-Стройиндустрия длиной 2,8 км.

Вариант 2:

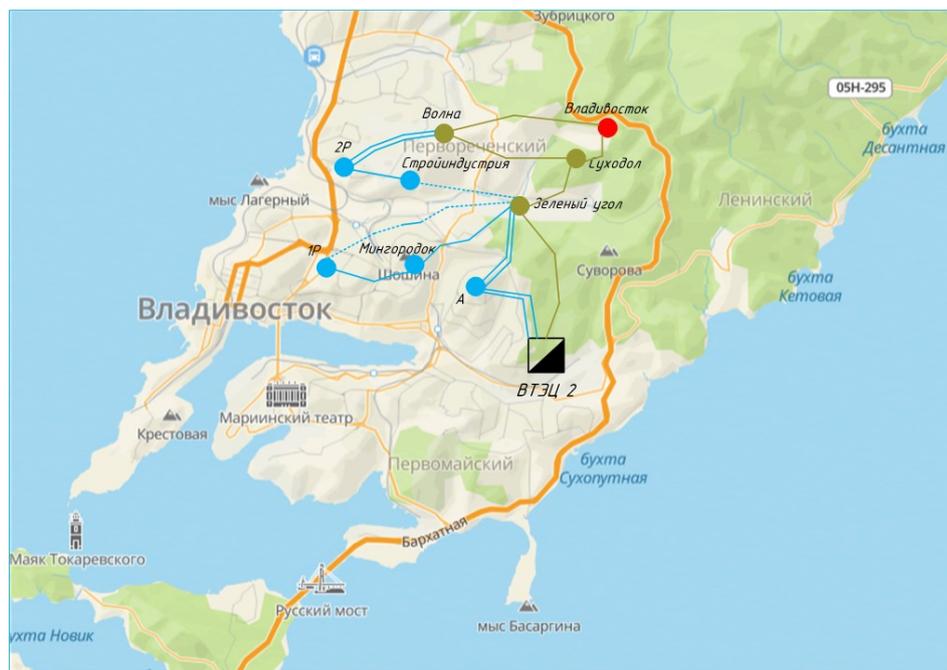


Рисунок 5 - Второй вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 110 кВ Зеленый угол-1Р протяженностью 6,8 км, ВЛ 110 кВ Стройиндустрия-Зеленый угол 2,8 км.

Вариант 3

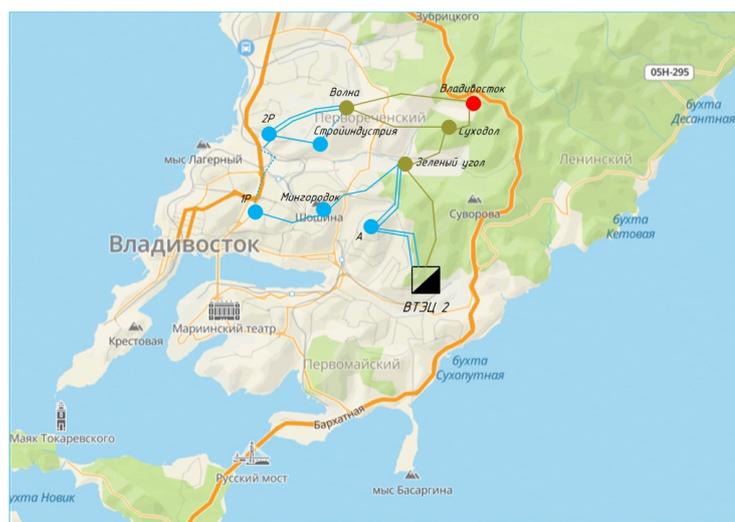


Рисунок 6 - третий вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 110 кВ 2Р-1Р длиной 3,2 км и ВЛ 110 кВ Стройиндустрия-Волна длиной 1,2 км.

Вариант 4:

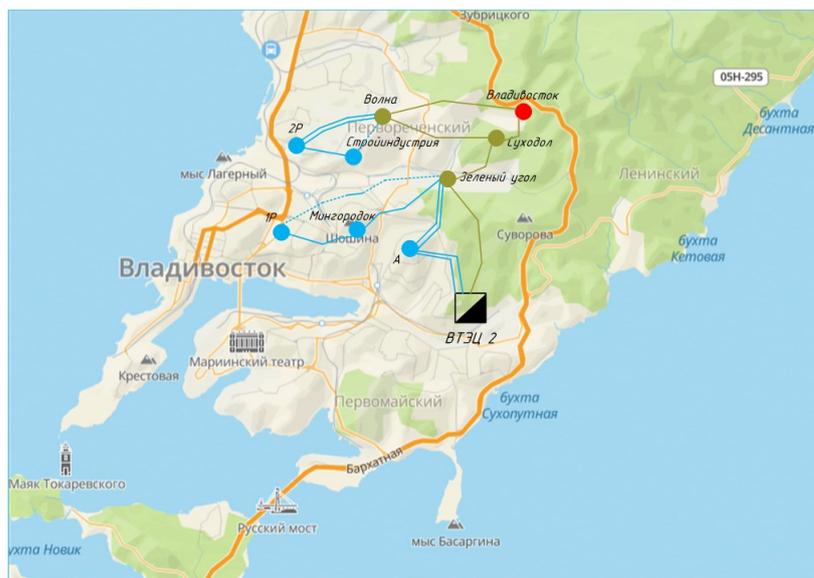


Рисунок 7 - четвертый вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 110 кВ Зеленый угол-1Р протяженностью 6,8 км и ВЛ 110 кВ Стройиндустрия-Волна длиной 1,2 км.

Выбирается напряжение 110 кВ, исходя из существующих линий электропередач.

Выбор напряжения 110 кВ при реконструкции ЛЭП является оптимальным решением, так как существующая сеть уже работает на этом классе напряжения, а также это обеспечит баланс между стоимостью модернизации и требованиями к надежности.

Такой подход позволит избежать масштабных капитальных затрат, характерных для перехода на более высокие напряжения, и в то же время обеспечивает достаточную пропускную способность для перспективной реконструкции энергосистемы.

Приступаем к анализу количества добавления дополнительных ячеек на существующих подстанциях, и длины реконструируемых линий. Длина существующих линий составляет 3,7 км, при их реконструкции будет

использовать данные линии и добавлять к ним новые. В таблице приведена длина линии необходимой поверх существующих.

Таблица 21 – Варианты реконструкции сетей

| № варианта | Кол-во добавляемых выключателей | Длина линии км | Дополнительная реконструкция |
|------------|---------------------------------|----------------|------------------------------|
| 1 | 4 | 2,3 | Добавление 4х линейных ячеек |
| 2 | 2 | 5,9 | Добавление 2х линейных ячеек |
| 3 | 4 | 1,2 | Добавление 4х линейных ячеек |
| 4 | 4 | 4,3 | Добавление 4х линейных ячеек |

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35)—220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

Таким образом наиболее перспективными вариантами являются 2 и 3, дальнейший расчет будем проводить только для этих вариантов.

3.3 Проверка действующих трансформаторов на существующих ПС

Исходной информацией для проверки силовых трансформаторов является средняя активная мощность и не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{mp} \cdot K_3}, \quad (12)$$

где $P_{ср}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – среднее значение реактивной мощности в зимний период;;

K_3 – коэффициент загрузки для двух трансформаторов принимается равным 0,7.[10]

n_{mp} - число установленных трансформаторов на подстанции.

На подстанции Зеленый угол установлены два автотрансформатора АТДЦТН 63000 220/110/10. Проверим данные трансформаторы с добавлением нагрузки в связи с выводом из работы Восточной ТЭЦ 97 МВА.

$$S_{PA} = \frac{\sqrt{119,2^2 + 47,68^2}}{2 \cdot 0,7} = 91,7 \text{ МВА}$$

Трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{zi}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{mp} \cdot S_{Тном}} ; \quad (13)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n - 1) \cdot S_{Тном}} , \quad (14)$$

где $S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$K_{з.А} = \frac{\sqrt{119,2^2 + 47,68^2}}{2 \cdot 63} = 1,01$$

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,45 до 0,7.

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{119,2^2 + 47,68^2}}{163} = 2$$

Получение значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме должно не превышать 1,4.

Данный автотрансформатор не прошел проверку по коэффициентам загрузки, поэтому примем к установке автотрансформатор АДЦТН 125000 220/110/6.

$$K_{з.А} = \frac{\sqrt{119,2^2 + 47,68^2}}{2 \cdot 125} = 0,51$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{119,2^2 + 47,68^2}}{1125} = 1$$

Данный автотрансформатор проходит условия проверки. Аналогично проверяем на остальных подстанциях и сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка трансформаторов на существующих ПС

| Наименование ПС | Количество и марки трансформаторов | $K_{з.А}$ | $K_3^{П/АВ}$ |
|-----------------|------------------------------------|-----------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС Зеленый угол | 2 x АДЦТН-63000/220/110/6 | 1,21 | 2 |

Продолжение таблицы 22

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------|---------------------------------|------|------|
| ПС Волна | 2 x АДЦТН-125000/220/110/6.3 | 0,6 | 1,1 |
| ПС 2Р | 2 x ТДТН-40000/110/35/6 | 0,65 | 1,2 |
| ПС Стройиндустрия | 2 x ТДТН-25000/110/35/6 | 0,67 | 1,24 |
| ПС 1Р | 2 x ТДТН-16000/110/35/6 | 0,57 | 1,07 |
| ПС Мингородок | 2 x ТДТН-25000/110/35/6 | 0,63 | 1,16 |

Таким образом реконструкция требуется только на ПС Зеленый угол.

3.4 Выбор сечений линий электропередач

При реконструкции электрических сетей одним из наиболее рациональных решений является сохранение и модернизация существующих воздушных линий электропередачи (ВЛ) с проводами марки АС 240. Этот подход позволяет достичь значительной экономии средств, сократить сроки выполнения работ и минимизировать воздействие на окружающую среду.

Спрогнозируем максимальную токовую нагрузку для воздушной линии:

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

где I_{\max} - максимальный ток, А;

$P_{\max з}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

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

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

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

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{119,2^2 + 47,68^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 10^3 = 158$$

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП, [6]:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (5)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, тк относительный прирост больше 5%, α_i принимаем равным 1,05; [6]

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети. [6]

$$I_p = 158 \cdot 1,05 \cdot 1 = 172,1 \text{ А.}$$

Выбор проводов производится по методу экономической плотности тока.

$$F_j = \frac{I_{max}}{j_s}, \quad (5)$$

где j_s – принимаем 1,1; [10]

$$F_j = \frac{158}{1,1} = 143,6$$

Примем к установке на ВЛ провода марки АС-240/31 и проверим его в послеаварийном режиме. Для данного провода длительно допустимый ток составляет 445 А.

3.5 Анализ однолинейной схемы, реконструируемой ПС

При выборе схемы станции и ПС следует учитывать число присоединении (линий и трансформаторов), требования по надежности электроснабжения потребителей и обеспечения пропускания через ПС перетоков мощности по магистральным линиям, возможности перспективной реконструкции.

Схемы станций и ПС должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

Одновременно следует стремиться к максимальному упрощению схемы станций и ПС. Значительную долю в стоимости подстанции составляет стоимость выключателей. Поэтому, прежде всего надо рассмотреть возможность отказа от применения большого числа выключателей на стороне высшего напряжения подстанции. Схемы ПС выбираются на основании [25].

При выборе схемы РУ, учитываем, что проектируемая подстанция является тупиковой.

На ПС Зеленый угол схемы распределительных устройств следующие:

1)

На СН применяются схема – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин 12Н-110. При большом количестве

присоединений на повышенном напряжении возможно применение схем с одиночной секционированной системой шин с обходной. Эта схема обладает рядом существенных недостатков, в том числе необходимостью отключения линии или источников питания на все время ремонта выключателя в их цепи.

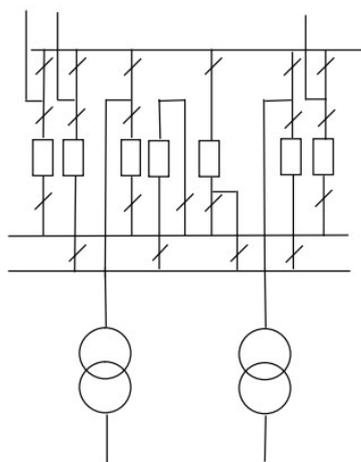


Рисунок 8 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин 12Н-110

2)

На НН установлена схема – одна рабочая секционированная выключателем система шин, применяются и рекомендуются при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на ОВ. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами

менее 10 лет, а его продолжительность более суток, в этом случае питание потребителей осуществляется через ОВ.

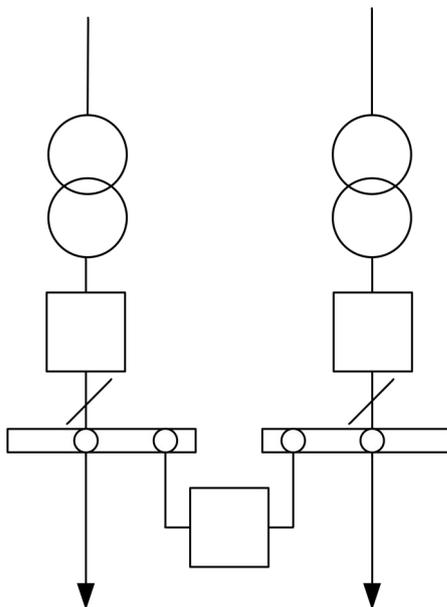


Рисунок 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

№ 10-1

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При реконструкции электрических сетей Приморского края, необходима рассчитать замену автотрансформатора на ПС Зеленый угол, и реконструкцию ЛЭП.

4.1. Выбор оптимального варианта электрической сети

Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных статических затрат, вычисляемых по формуле:

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

где E – ставка дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год; [28]

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети, тыс руб.;

$\sum I$ – суммарные издержки производства, руб./год.

В данной выпускной квалификационной работе, будет рассматриваться вариант реконструкции ЛЭП с добавлением существующих линий, и реконструкция ПС Зеленый угол, с добавлением автотрансформаторов АТДЦТН 125000 220/110/6.

4.1.1. Расчёт капитальные вложения

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капитальные вложения на сооружение подстанций;
- капитальные вложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{Л} \quad (16)$$

В свою очередь в капитальные вложения на сооружение подстанций включают в себестоимость силовых трансформаторов и компенсирующих

устройств, сооружение РУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории и т.д.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ЗРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (17)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, руб.;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства, тыс руб.;

$K_{ПОСТ}$ - постоянная часть затрат, тыс руб.;

$K_{ИНФ}$ - коэффициент инфляции, принимаем 7,42;

$K_{ЗОН}$ - зональный повышающий коэффициент для ПС, принимаем 1,1.[28]

Значения расчёта стоимости трансформаторов, зависящей от мощности и класса номинального напряжения и затраты на компенсирующие устройства представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Стоимость трансформаторов, КУ

| ПС | Трансформаторы, тыс.руб | КУ, тыс.руб |
|--------------|-------------------------|-------------|
| Зелёный угол | 2 x 8600 | 3500 |
| Итого | 17200 | 3500 |

Затраты на прорубку просеки находятся по следующей формуле:

$$K_{ОТ.З} = S_{Отв} \cdot Ц, \quad (18)$$

$S_{Отв}$ - площадь отвода земли, $М^2$; [28]

$Ц$ - цена за один руб/ $М^2$. [28]

$$K_{ОТ.З} = 1250 \cdot 4 = 5000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{от.33} = 1250 \cdot 4 = 5000 \text{ тыс.руб}$$

Так как подстанции уже построены, общие капитальные вложения будут складываться только из реконструкции ПС Зеленый угол.

Общие капитальные вложения на реконструкцию подстанции, рассчитываем по формуле (19), тыс.руб.:

$$K_{ПСсх2} = (17200 + 5000) \cdot 7,42 \cdot 1,1 = 181196,4$$

$$K_{ПСсх3} = (17200 + 5000) \cdot 7,42 \cdot 1,1 = 181196,4$$

Капитальные вложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_L = (K_{ПКЛ} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{П} \cdot 1,09, \quad (19)$$

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{ЛЭП}, \quad (20)$$

где K_0 – погонная стоимость километра линии, тыс руб./км; [28]

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

K_L – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ.

$$K_{ЛЭП}^{110} = 1980 \cdot 11 = 21780 \text{ тыс.руб}$$

$$K_L = (1980 + 21780) \cdot 7,42 \cdot 1,09 = 192166,1 \text{ тыс.руб}$$

Для 3 схемы считаем подобным образом.

Таким образом, мы видим, что удельные капитальные вложения в строительство линий отличаются друг от друга в зависимости от разной длины линии.

Таблица 24 - Капитальные вложения схем

| Вариант №2 | | | Вариант №3 | | |
|-------------|--------------|------------|-------------|--------------|------------|
| Кл, тыс.руб | Кпс, тыс.руб | К, тыс.руб | Кл, тыс.руб | Кпс, тыс.руб | К, тыс.руб |
| 192166,1 | 181196 | 373362 | 189006 | 181196 | 370202 |

4.1.2. Расчет эксплуатационных издержек

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

$$I = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W} \quad (21)$$

где I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cp}}, \quad (22)$$

где K – капитальные вложения в сооружение, тыс. руб.;

T_{cp} – срок службы оборудования, принимается равным двадцати годам.

$$I_{AMcx2} = \frac{373362,1}{20} = 18668,1$$

$$I_{AMcx3} = \frac{370202}{20} = 18510$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭР} = \alpha_{нэолЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{нэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (23)$$

где $\alpha_{нэолЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ, принимается равным $\alpha_{нэолЭП} = 0,008$; [28]

$\alpha_{нэоПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, для напряжения 220 кВ $\alpha_{нэоПС} = 0,059$. [28]

$$I_{ЭРcx2} = 0,008 \cdot 192166,1 + 0,059 \cdot 181196 = 10843,9$$

$$I_{ЭРcx3} = 0,008 \cdot 189006 + 0,059 \cdot 181196 = 9874$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (24)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

Стоимость возмещения принимаем равным – 2 руб/кВт·ч по 220 кВ [28],
и 3,2 руб/ кВт·ч[29].

Потери электрической энергии в элементах сети (линии ($\Delta W_{л}$),
трансформаторы ($\Delta W_{ТР}$), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$):

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{ТР} \quad (25)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ли} = \sum \frac{P_{Эфи}^2 + Q_{нескі}^2}{U_{номі}^2} \cdot R_{ли} \cdot T_{Гі} \quad (26)$$

Где $R_{л}$ – активное сопротивление линии;

$T_{Г}$ – количество часов в году, 8760.

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R_{л} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot L_{ТР} \quad (27)$$

где n - число цепей;

r_0 - удельное сопротивление провода, Ом/км;

$L_{ТР}$ - длина трассы, км.

$$\Delta W_{лсх2} = 849,3 \text{ Мвт}$$

$$\Delta W_{Лсхз} = 774,2 \text{ Мвт}$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{P_{\text{Эфи}}^2 + Q_{\text{нески}}^2}{U_{\text{номі}}^2} \cdot R_{\text{лі}} \cdot T_{\text{Гі}} \quad (28)$$

Где R_T – активное сопротивление линии;

$$\Delta W_{TP} = \frac{94,2^2 + 37,7^2}{220^2} \cdot 1,46 \cdot 8760 = 2720 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Значения при расчёте потерь в силовых трансформаторах представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Потери в силовых трансформаторах

| ПС | Трансформатор | R_T , Ом | $\Delta W_{\text{тр}}$, МВт·ч |
|--------------|-------------------|------------|--------------------------------|
| Зеленый угол | АТДТЦН 125000/220 | 1,46 | 2720 |

Определим суммарные потери электрической энергии для вариантов.

$$\Delta W_2 = 849,3 + 2720 = 3569,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_3 = 774,2 + 2720 = 3494,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{2\Delta W} = 3569,3 \cdot 2 = 7138,6 \text{ тыс руб.}$$

$$I_{\text{зЛW}} = 3494,2 \cdot 2 = 6988,4 \text{ тыс руб.}$$

Определим суммарные потери электрической энергии для вариантов.

$$I_2 = 10843,9 + 18668,1 + 7138 = 36650 \text{ тыс руб.}$$

$$I_3 = 9874 + 18510 + 6988,4 = 35372,4 \text{ тыс руб.}$$

Расчет эксплуатационных издержек и расчет потерь электрической энергии для вариантов схемы №2 и №3 отражены в таблице 26.

Таблица 26 - Техничко-экономические показатели двух вариантов сети

| Показатель | Схема №2 | Схема №3 |
|--|----------|----------|
| Капитальные вложения в реконструкцию, тыс руб. | 373362,1 | 370202 |
| Издержки, тыс руб. | 36650 | 35372,4 |

4.1.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Статические приведённые затраты находим по формуле, тыс руб.:

$$Z_{\text{сх2}} = E \cdot K_{\text{сх2}} + I_{\text{сх2}} = 0,1 \cdot 373362,1 + 36650 = 73986,2$$

$$Z_{\text{сх3}} = E \cdot K_{\text{сх3}} + I_{\text{сх3}} = 0,1 \cdot 370202 + 35372,4 = 72392,6$$

Вывод: Выбираем схему № 3, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие издержки и меньшие капитальные вложения.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220кВ ПС Зеленый угол, согласно. [26]

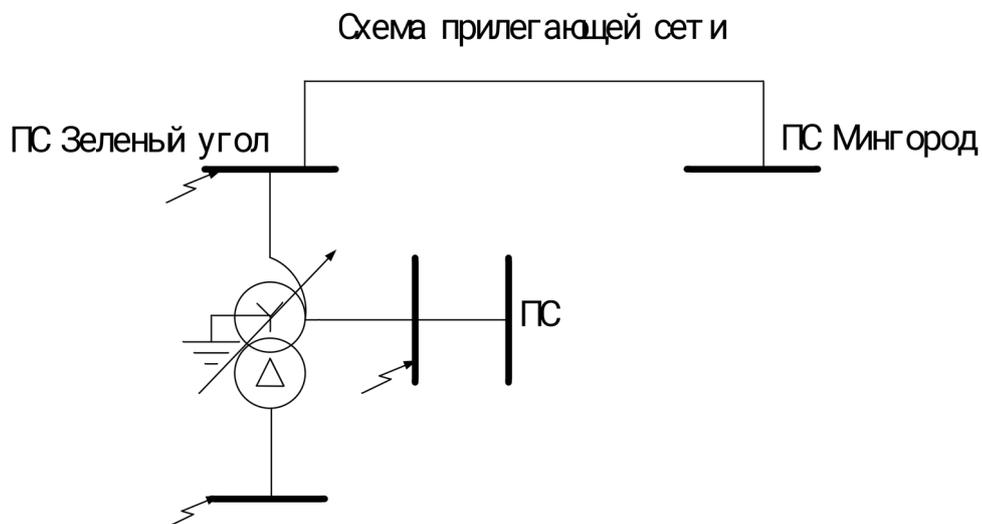
Токи короткого замыкания (КЗ) представляют собой аварийные режимы работы электрических систем, возникающие при нарушении изоляции или случайном соединении фаз между собой или с землей. Расчет этих токов необходим для обеспечения надежности и безопасности энергосистем, правильного выбора защитных устройств и оборудования. Рассмотрим основные виды коротких замыканий и их значение.

Трехфазное короткое замыкание (К(3)) – это замыкание всех трех фаз между собой в одной точке. Данный вид КЗ является наиболее тяжелым по току и используется для проверки оборудования на электродинамическую и термическую стойкость. Расчет трехфазного КЗ позволяет определить максимально возможные токи в системе, что важно для выбора выключателей, трансформаторов и других элементов сети.

Двухфазное короткое замыкание (К(2)) происходит при замыкании двух фаз без участия земли. Ток при таком КЗ меньше, чем при трехфазном, но все же представляет опасность для оборудования. Расчет двухфазного КЗ необходим для настройки релейной защиты, особенно в сетях с изолированной нейтралью, где этот вид замыкания встречается чаще.

Однофазное короткое замыкание (К(1)) – это замыкание одной фазы на землю. Наиболее распространенный вид КЗ в сетях с глухозаземленной

нейтралью. Расчет однофазных токов КЗ необходим для настройки защит от замыканий на землю, а также для оценки влияния на оборудование и безопасность персонала.



Рисун

ок 10 - Расчетная схема токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Схема замещения прямой последовательности, для ПС Зеленый угол, представлена на рисунке 11:

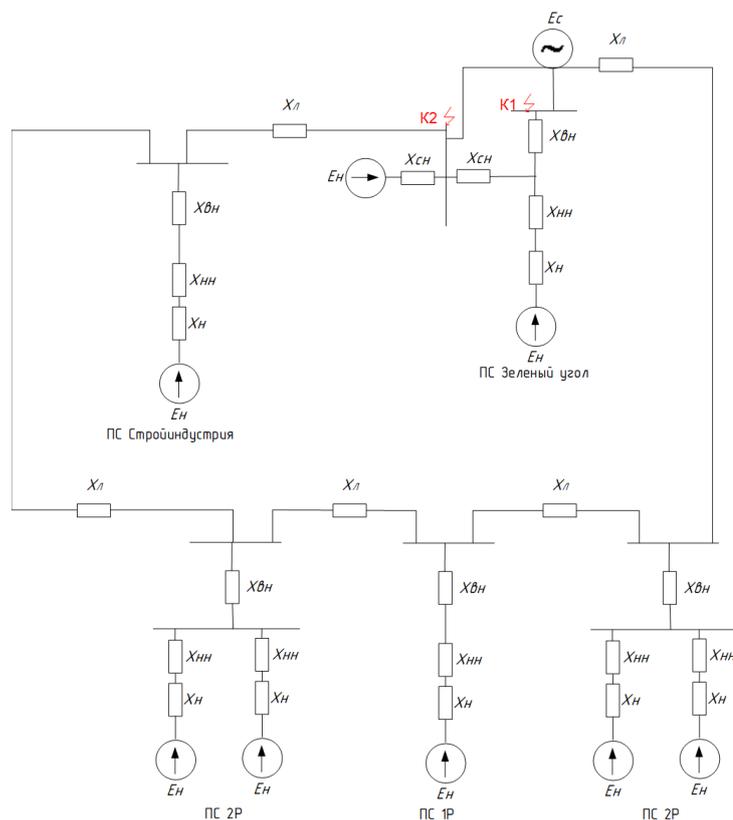


Рисунок 11 - Схема замещения прямой последовательности

При расчете начального значения периодической составляющей они должны быть представлены в исходной схеме замещения сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными индуктивными сопротивлениями. Все остальные элементы исходной расчетной схемы должны быть представлены в схеме замещения сопротивлениями прямой последовательности. Трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы, трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения должны быть представлены своими схемами замещения.

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы, но в тоже время в ней ЭДС всех генерирующих ветвей условно приняты равными нулю.

Схема замещения нулевой последовательности, для ПС Зеленый угол, представлена на рисунке 12:

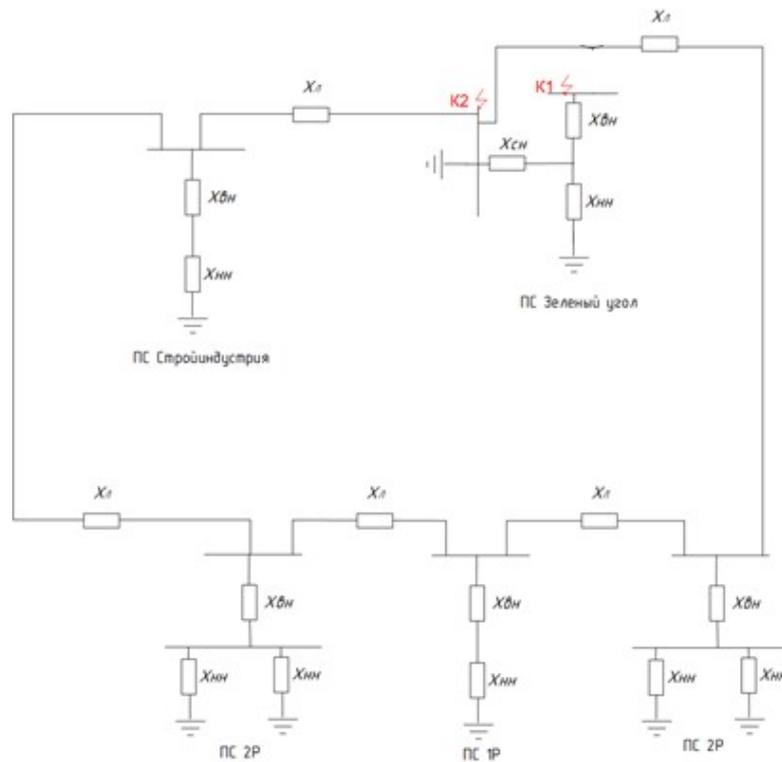


Рисунок 12 - Схема замещения нулевой последовательности

5.1. Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin3

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у.

Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot K_{yд} \cdot I_{ПО}^{(3)} \quad (29)$$

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

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой подстанция связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен 1,61,[9] значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [9].

По результатам расчета токов КЗ, определяется ударный и апериодический ток.

Апериодическая составляющая тока КЗ, рассчитывается следующим образом:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую трехфазного тока КЗ, прямой последовательности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 21,05 = 29,77 \text{ кА}$$

Рассчитываем ударный трехфазный ток КЗ, прямой последовательности:

$$I_{1,уд} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,05 = 47,9 \text{ кА}$$

Таблица 27 - Токи КЗ.

| Тип КЗ | Точка КЗ | $I_{кз}$ кА | $i_{уд}$ кА | $i_{ам}$ |
|---------------------|----------|-------------|-------------|----------|
| Трехфазный | К1 | 21,05 | 47,9 | 29,77 |
| Двухфазный | К1 | 10,5 | 23,9 | 14,85 |
| Однофазный на землю | К1 | 21,05 | 47,9 | 29,77 |
| Однофазный | К1 | 10,52 | 23,95 | 14,88 |
| Трехфазный | К2 | 4,65 | 10,59 | 6,57 |
| Двухфазный | К2 | 2,32 | 5,28 | 3,28 |

| | | | | |
|------------------------|----|------|------|-----|
| Однофазный на землю | K2 | 3,59 | 8,17 | 5 |
| Однофазный | K2 | 1,92 | 4,37 | 2,7 |

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать номинальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЛЕНЬ УГОЛ

6.1. Характеристика однолинейной схемы ПС Зеленый угол

На ВН, СН и НН –одна рабочая секционированная выключателем система шин, данная схема применяется на напряжение 35–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при ревизии секции шин.

Подробная однолинейная схема представлена на листе 4.

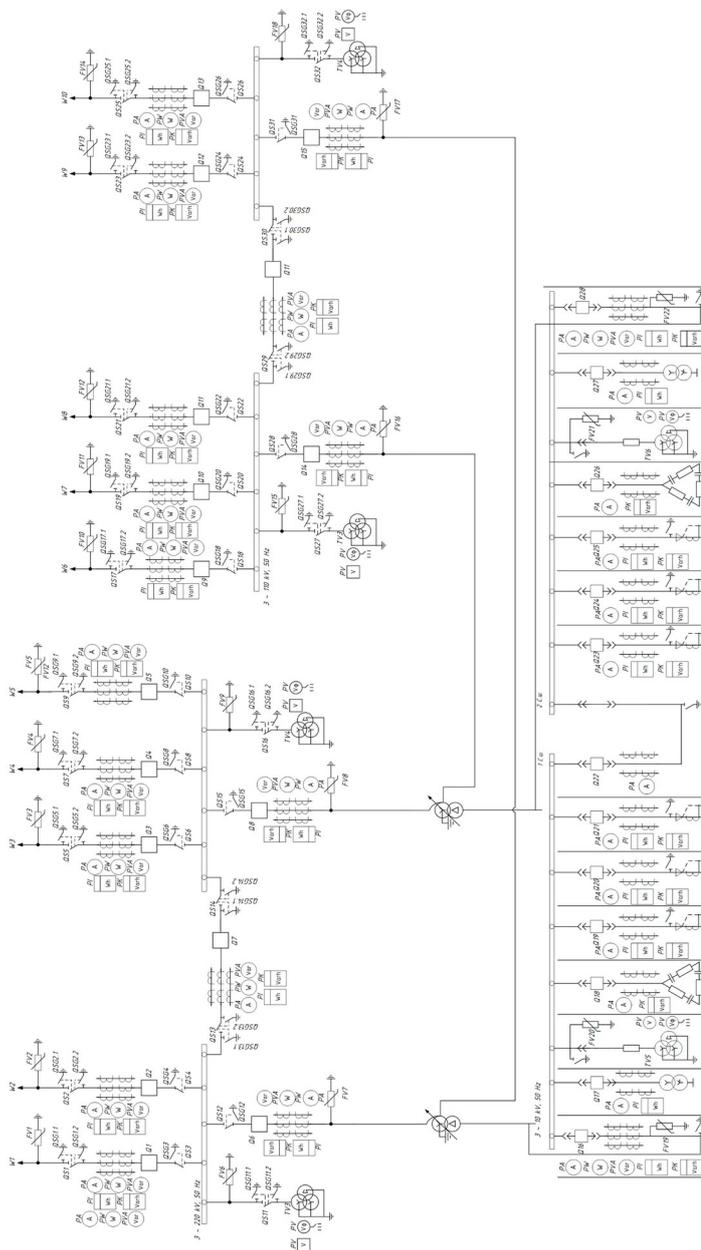


Рисунок 13 – Однолинейная схема ПС Зеленый угол

6.3. Проверка выключателей

Произведем расчет рабочих токов.

Рабочий ток:

$$I_{\text{НОМ}1} = \frac{1,4(S)}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (30)$$

$$I_{\text{НОМ}1} = \frac{1,4 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 185,8 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном}2} = \frac{S_{\square}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{ном}2} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1946,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном}3} = \frac{S_{\square}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{ном}3} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 973,2 \text{ A};$$

Таблица 28 - номинальные рабочие токи

| Расположение | Номинально рабочий ток, А. |
|--------------|----------------------------|
| ВН | 185,8 |
| СН | 946,5 |
| НН | 973,2 |

На ОРУ 220 кВ, установлены выключатели ВГТ-220 ХЛ 1.

Произведем проверку данного выключателя.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (33)$$

$$B_K = 10,5^2 \cdot (2,035 + 0,03) = 227,6 \text{ кА}^2\text{с};$$

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$220\text{kВ} \geq 220\text{kВ}$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ном}}$$

$$1250\text{A} \geq 185,8\text{A}$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}$$

$$63 \geq 21,05\text{A}$$

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

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,05$$

$$63 \geq 44,6\text{A}$$

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

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \tag{34}$$

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

$$63^2 \cdot 3 \geq 227,6_{\text{кС}}$$

$$11907 \geq 227,6 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Результаты выбора сведём в таблицу 29.

Таблица 29 - Параметры линейного выключателя ВГТ-220 ХЛ1

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|---|--|--------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ | $I_{\text{max1}} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} = 10,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} I_{\text{отклном}}$ |
| $i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 47,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} i_{\text{вкл.}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} = 21,05 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} I_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 47,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} = 29,77 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} i_{\text{аном.}}$ |
| $B_{\text{кном}}^{\square} = 11907 \text{ кА}^2 \text{с}$ | $B_{\text{к}} = 227,6 \text{ кА}^2 \text{с}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{кном}}$ |

Таким образом линейный выключатель прошел проверку

Трансформаторные выключатели необходимо выбирать заново.

Таблица 30 - Параметры секционного и трансформаторного выключателя ВГТ УЭМТ-220 ХЛ1

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{ном}} = 1100 \text{ А}$ | $I_{\text{max1}} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} = 10,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} I_{\text{отклном}}$ |
| $i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 47,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} i_{\text{вкл.}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} = 21,05 \text{ кА}$ | $I_{\text{н0}} I_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 47,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} = 29,77 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} i_{\text{аном.}}$ |

| | | |
|--|---|--------------------------------|
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 11907 \text{ KA}^2 \text{ c}$ | $B_{\text{к}} = 227,6 \text{ KA}^2 \text{ c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |
|--|---|--------------------------------|

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

На ОРУ 110 кВ стоит выключатель ВГТ-110 ХЛ1, проверку его сведем в таблицы 31 и 32.

Таблица 31 - Параметры линейного выключателя ВГТ-110 ХЛ1

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|--|--|--------------------------------------|
| $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$ | $I_{\text{max1}} = 946,5 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{отклНОМ}} = 63 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{отклНОМ}}$ |
| $i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} i_{\text{вкл.}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{.аном}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} = 14,88 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} i_{\text{аном.}}$ |
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 10050 \text{ KA}^2 \text{ c}$ | $B_{\text{к}} = 1265 \text{ KA}^2 \text{ c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |

Таблица 32 - Параметры секционного выключателя ВГТ УЭМТ-110 ХЛ1

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|--|--|--------------------------------------|
| $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{НОМ}} = 1700 \text{ А}$ | $I_{\text{max1}} = 946,5 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{отклНОМ}} = 52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{отклНОМ}}$ |
| $i_{\text{вкл.}} = 52 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} i_{\text{вкл.}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{.аном}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} = 14,88 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} i_{\text{аном.}}$ |
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 10050 \text{ KA}^2 \text{ c}$ | $B_{\text{к}} = 1265 \text{ KA}^2 \text{ c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |

6.4. Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. На Ору 220 установлены разъединители РГ 220.

Таблица 33 - Разъединитель *линейный РГ 220*

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|---|---|------------------------|
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ | $I_{max1} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $I_{отклном} = 40 \text{ кА}$ | $I_{n0} = 10,5 \text{ кА}$ | $I_{n0} I_{отклном}$ |
| $i_{вкл.} = 40 \text{ кА}$ | $i_y = 47,9 \text{ кА}$ | $i_y i_{вкл.}$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{n0} = 21,05 \text{ кА}$ | $I_{n0} I_{дин}$ |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $i_y = 47,9 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{дин}$ |
| $i_{.аном} = 40 \text{ кА}$ | $i_a = 29,77 \text{ кА}$ | $i_a i_{аном.}$ |
| Главные ножи | | |
| $B_{Кном} \square = 11907 \text{ КА}^2 \text{ с}$ | $B_{\kappa} = 273,2 \text{ КА}^2 \text{ с}$ | $B_{\kappa} B_{Кном}$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $B_{Кном} \square = 1600 \text{ КА}^2 \text{ с}$ | $B_{\kappa} = 273,2 \text{ КА}^2 \text{ с}$ | $B_{\kappa} B_{Кном}$ |

Таблица 34 - Разъединитель *секционный РГ 220*

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|---|---|------------------------|
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 1100 \text{ А}$ | $I_{max1} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $I_{отклном} = 50 \text{ кА}$ | $I_{n0} = 10,5 \text{ кА}$ | $I_{n0} I_{отклном}$ |
| $i_{вкл.} = 50 \text{ кА}$ | $i_y = 47,9 \text{ кА}$ | $i_y i_{вкл.}$ |
| $I_{дин} = 110 \text{ кА}$ | $I_{n0} = 21,05 \text{ кА}$ | $I_{n0} I_{дин}$ |
| $i_{дин} = 110 \text{ кА}$ | $i_y = 47,9 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{дин}$ |
| $i_{.аном} = 50 \text{ кА}$ | $i_a = 29,77 \text{ кА}$ | $i_a i_{аном.}$ |
| Главные ножи | | |
| $B_{Кном} \square = 11907 \text{ КА}^2 \text{ с}$ | $B_{\kappa} = 273,2 \text{ КА}^2 \text{ с}$ | $B_{\kappa} B_{Кном}$ |
| Заземляющие ножи | | |

| | | |
|--|---|--------------------------------|
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 11907 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} = 273,2 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |
|--|---|--------------------------------|

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 35 - Разъединитель *линейный РГ 110*

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|--|--|--------------------------------------|
| $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ | $I_{\text{max1}} = 946,5 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{отклном}}$ |
| $i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} i_{\text{вкл.}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{.аном}} = 40 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} = 14,88 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} i_{\text{аном.}}$ |
| Главные ножи | | |
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 10050 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} = 1265 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 10050 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} = 1265 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |

Таблица 36 - Разъединитель *секционный РГ 110*

| Паспортные данные | Расчётные данные | Проверка |
|--|--|--------------------------------------|
| $U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{НОМ}} = 1100 \text{ А}$ | $I_{\text{max1}} = 946,5 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{отклном}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{отклном}}$ |
| $i_{\text{вкл.}} = 50 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} i_{\text{вкл.}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 110 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} = 10,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{n0}} I_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{дин}} = 110 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} = 23,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $i_{\text{.аном}} = 50 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} = 14,88 \text{ кА}$ | $i_{\text{a}} i_{\text{аном.}}$ |
| Главные ножи | | |
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 10050 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} = 1265 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $B_{\text{КНОМ}}^{\square} = 10050 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} = 1265 \text{ KA}^2\text{c}$ | $B_{\text{к}} B_{\text{КНОМ}}$ |

6.5. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Предварительно выберем ТОГФ-220кВ

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

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}, \quad (35)$$

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{np} + r_{к}, \quad (36)$$

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

r_{np} – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

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

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}; \quad (37)$$

ОРУ 220 кВ:

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

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

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

Таблица 38 - Измерительные приборы и приборы учета ОРУ 220 кВ

| Прибор | Тип прибора | Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах. | | |
|-----------------|-----------------|--|------|------|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ЦА3200 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик АЭ и РЭ | Энергомера СЕ10 | 0,25 | 0,25 | 0,2 |
| Итого | | 0,75 | 0,75 | 0,75 |

Таблица 39 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОГФ-220 кВ установленного на линии

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| Продолжение таблицы 39 | | |
| 1 | 2 | 3 |
| $I_{ном} = 500 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S) | $Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 47,9 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{пр.скв}$ |
| $B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 227,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{Кном} > B_k$ |

Таблица 40 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТЗЛМ-220 кВ установленного на линии

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|---------------------------------|------------------------|
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{ном} = 300 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |

| | | |
|---|---|--------------------------|
| $Z_{2н} = 0,9 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S) | $Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_{пр.скв} = 120 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 47,9 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{пр.скв}$ |
| $B_{Кном} = 10050 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} = 227,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{Кном} > B_{к}$ |

Таблица 41 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОГФ-110 кВ установленного на линии

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--|--------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{н}$ |
| $I_{ном} = 500 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{н}$ |
| $Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S) | $Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 23,65 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{пр.скв}$ |
| $B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} = 1265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{Кном} > B_{к}$ |

Таблица 42 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТЗЛМ-110 кВ установленного на линии

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---------------------------------|--------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{н}$ |
| $I_{ном} = 300 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{н}$ |
| $Z_{2н} = 0,9 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S) | $Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_{пр.скв} = 120 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 23,67 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{пр.скв}$ |

6.6. Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

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

На ОРУ 220 установлены НАМИ-220.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин.

Счетчики принимаем цифровые.

Таблица 43 - Вторичная нагрузка на ВН

| Прибор | Тип | S одной обмотки | Число обмоток | Число прибор. | S приборов |
|--------------------------|------------|-----------------|---------------|---------------|------------|
| Вольтметр | ЦВ 2136 | 2 | 1 | 2 | 12 |
| Вольтметр регистрирующий | Прима- 200 | 10 | 1 | 2 | 20 |
| Счетчик АЭ и РЭ | СЭТ-4ТМ | 16 | 4 | 6 | 96 |
| Варметры | ЦЭ6807В | 2 | 1 | 2 | 12 |
| Частотомер | ЦЭ6807В | 2 | 1 | 2 | 12 |
| Итого | | | | | 120 |

Суммарная мощность приборов:

$$120 \text{ ВА} \leq 160 \text{ ВА}$$

Таблица 44 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-220 установленного на линии

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|-------------------------------|---------------------------|
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $S_{ном} = 160 \text{ ВА}$ Класс точности 0,5 | $S_{\Sigma} = 120 \text{ ВА}$ | $S_{\Sigma} \leq S_{ном}$ |

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

Таблица 45 - Вторичная нагрузка на СН

| Прибор | Тип | S одной обмотки | Число обмоток | Число прибор. | S приборов |
|--------------------------|------------|-----------------|---------------|---------------|------------|
| Вольтметр | ЦВ 2136 | 2 | 1 | 2 | 12 |
| Вольтметр регистрирующий | Прима- 200 | 10 | 1 | 2 | 20 |
| Счетчик АЭ и РЭ | СЭТ-4ТМ | 16 | 4 | 4 | 64 |
| Варметры | ЦЭ6807В | 2 | 1 | 2 | 12 |
| Итого | | | | | 108 |

Таблица 46 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-110

установленного на линии

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|-----------------------|---------------------------|
| $U_{ном} = 110$ кВ | $U_{уст} = 110$ кВ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $S_{ном} = 120$ ВА Класс точности 0,5 | $S_{\Sigma} = 108$ ВА | $S_{\Sigma} \leq S_{ном}$ |

6.7. Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем гибкую ошиновку.

$$I_{доп} = 925 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxВН} \leq I_{доп};$$

$185,8 \leq 925$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \tag{38}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{88,6 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{min} < q$ – условие выполняется.

Таблица 47 - Сопоставление данных для провода АС 300/39

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------------------|----------------------------|
| $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 185,8 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ |
| $B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} = 227,6 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} \leq B_{к.ном}$ |
| $q = 632 \text{ мм}^2$ | $q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$ | $q_{min} \leq q$ |

Таблица 48 - Сопоставление данных для провода АС 150/24

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|-------------------------------------|----------------------------|
| $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 946,5 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ |
| $B_{к.ном} = 10050 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} = 1265 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} \leq B_{к.ном}$ |
| $q = 432 \text{ мм}^2$ | $q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$ | $q_{min} \leq q$ |

6.8. Выбор и проверка изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (39)$$

$$220 \leq 220;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (40)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (41)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (42)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (43)$$

$$k_h = \frac{1000 + 87 + \frac{80}{2}}{1000} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н};$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 49 - Сопоставление данных опорных изоляторов

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{расч} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \leq U_{расч}$ |
| $F_{доп} = 18000 \text{ Н}$ | $F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$ | $F_{расч} \leq F_{доп}$ |

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-110-300 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 50 - Сопоставление данных опорных изоляторов

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------|------------------------------|-------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{расч} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \leq U_{расч}$ |
| $F_{доп} = 18000 \text{ Н}$ | $F_{расч} = 321,6 \text{ Н}$ | $F_{расч} \leq F_{доп}$ |

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 и ИО-110-300 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

6.9. Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (44)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/210/35 У1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (45)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (46)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 189,44 \text{ кВ}$$

$$210 \text{ кВ} \geq 189,44 \text{ кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (47)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где - $U_{исп50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 228 кВ.[22]

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 228 = 319,3 \text{ кВ}$$

$$275 \leq 319,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$275 \leq 282,75 \text{ кВ}$$

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

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (48)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

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

$$A_{зр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (49)$$

$$A_{зр} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{зр} = 0,61 > 0,25$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (50)$$

где U - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B - волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T - время распространения волны;

n - количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (51)$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k - коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l - длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (52)$$

где β - коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c - скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс;}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж.}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} ; \quad (53)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \text{ кДж/кВ.}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \leq 3,86 \leq 4,5$ кДж/кВ.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m ; \quad (54)$$

где $U_{\text{к}}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

$$U_{\text{экв}} = 319,3 \left(\frac{10^{-7}}{10} \right)^{0,02} = 201,5$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 51 - Параметры ОПН–П1–220/210/35 ХЛ1

| Тип ОПН | ОПН–П1–220/210/35 ХЛ1 |
|--|-----------------------|
| Класс напряжения сети, кВ | 220 |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 210 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 35 |
| Остающееся напряжение, кВ | 275 |
| Длина пути утечки, см | 630 |
| Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ | 4,5 |

Таблица 52 - Параметры ОПН–П1–110/105/35 ХЛ1

| Тип ОПН | ОПН–П1–110/105/35 ХЛ1 |
|--|-----------------------|
| Класс напряжения сети, кВ | 110 |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 105 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 35 |
| Остающееся напряжение, кВ | 275 |
| Длина пути утечки, см | 630 |
| Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ | 4,5 |

6.10. Выбор и проверка ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Принимаем к установке на напряжении 10 кВ КРУ-СЭЩ-63-10 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-10, в таблице 53 представлены его параметры.

Таблица 53 - Параметры КРУ-СЭЩ-63-10

| Параметры | Значения |
|---|------------------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 10 |
| Номинальный ток сборных шин шкафов, А | 1000 |
| Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА | 20 |
| Электродинамическая стойкость, кА | 51 |
| Тип выключателя | Вакуумный |
| Тип привода к выключателю | Встроенный электромагнитный. |

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ} .$$

2 По току продолжительного режима:

$$1000 \text{ А} \geq 243,3 \text{ А} .$$

Проверка ячеек КРУ. По термической стойкости выключателя.

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а.к}2}) , \quad (55)$$

$$W_k = 4,65^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 1,94 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$1200 \text{ кА} \geq 1,94 \text{ кА} .$$

3 По электродинамической стойкости :

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.к2}},$$

$$41 \text{ кА} \geq 10,59 \text{ кА}.$$

Таблица 54 - Условия выбора и проверки ячеек КРУ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{ном}} = 500 \text{ А}$ | $I_{\text{раб.мах}} = 204,4 \text{ А}$ | $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.о}} = 4,65 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$ |
| $i_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 10,59 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$ |
| $I_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.о}}^3 = 4,65 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.скв}}$ |
| $i_{\text{вкл}} = 51 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 10,59 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$ |
| $I_{\text{вклном}} = 20 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.о}}^3 = 5,59 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вклном}}$ |
| $B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к}} = 1,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к}} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$ |
| $i_{\text{аном}} = 22,274 \text{ кА}$ | $i_{\text{ат}} = 6,57 \text{ кА}$ | $i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$ |

КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

6.11. Выбор и проверка выключателей.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-10.

Таблица 55 - Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--|--------------------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 500 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 204,4 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ |
| $I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$ | $I_{н.о} = 4,65 \text{ кА}$ | $I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$ |
| $i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 10,59 \text{ кА}$ | $i_{уд} \leq i_{пр.скв}$ |
| $I_{пр.скв} = 20 \text{ кА}$ | $I_{н.о}^3 = 4,65 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{пр.скв}$ |
| $i_{вкл} = 51 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 10,59 \text{ кА}$ | $i_{уд} \leq i_{вкл}$ |
| $I_{вклном} = 20 \text{ кА}$ | $I_{н.о}^3 = 5,59 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вклном}$ |
| $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} = 1,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |
| $i_{аНОМ} = 22,274 \text{ кА}$ | $i_{ат} = 6,57 \text{ кА}$ | $i_{ат} \leq i_{аНОМ}$ |

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

6.12. Выбор и проверка трансформаторов тока.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-10-1000.

Таблица 56 - Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

| Прибор | Тип прибора | Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах. | | |
|-----------------|-------------|--|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | СА-3021 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | СР-3021 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | СТ-3021 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик АЭ и РЭ | СЭТ-4ТМ | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Итого | | 1,7 | 1,7 | 1,7 |

Таблица 57 - Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|-------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{ном} = 500 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 204,4 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5) | $Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 10,59 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq I_{дин}$ |
| $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 1,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T > B_k$ |

Для ТТ в секционной ячейке и на отходящих фидерах:

6.13. Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10.

Таблица 58 - Мощность приборов, подключенных к ТН

| Прибор | Тип прибора | Мощность, ВА | Число приборов | Суммарная мощность, ВА |
|-----------------|-------------|--------------|----------------|------------------------|
| Вольтметр | ЩП120П | 6 | 2 | 12 |
| Ваттметр | СР-3021 | 5 | 2 | 10 |
| Варметр | СТ-3021 | 5 | 2 | 5 |
| Счетчик АЭ и РЭ | СЭТ-4ТМ | 7,5 | 14 | 105 |
| Итого | | | | 122 |

Таблица 59 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $S_{ном} = 400 \text{ ВА}$ | $S_{\Sigma} = 122 \text{ ВА}$ | $S_{\Sigma} \leq S_{ном}$ |

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

6.14. Выбор и проверка токоведущих частей.

Принимаем пакет из алюминиевых прямоугольных шин АД31Т1 сечением 50х5 мм

$$q = 500 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 745 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{\text{maxHH}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$204,4 \leq 745 \text{ – условие выполняется.}$$

$$q_{\text{min}} < q \text{ – условие выполняется.}$$

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \tag{57}$$

$$J = \frac{5 \cdot 5^3}{12} = 43 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \tag{58}$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{43}{5}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

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

Принимаем $l = 1,35 \text{ м};$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (59)$$

a – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10590^2}{0,22} = 88,3 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (60)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (61)$$

$$W_{\phi} = \frac{5 \cdot 5^2}{6} = 10,667 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{88,3 \cdot 1,35^2}{10 \cdot 10,667} = 1,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}.$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 60 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|-------------------------------------|-----------------------------------|
| $I_{ном} = 750 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} = 204,4 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ |
| $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} = 1,94 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} \leq B_{к.ном}$ |
| $q = 500 \text{ мм}^2$ | $q_{min} = 15,3 \text{ мм}^2$ | $q_{min} \leq q$ |
| $\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$ | $\sigma_{расч} = 1,5 \text{ МПа}$ | $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$ |

6.15. Выбор и проверка изоляторов

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-83,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ};$$

$$10 \leq 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F;$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \tag{62}$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \tag{63}$$

$$k_h = \frac{150 + 90 + \frac{10}{2}}{140} = 1,654;$$

$$F_{расч} = 88,3 \cdot 1,35 \cdot 1,654 = 197,2 \text{ Н};$$

Таблица 61 - Сопоставление данных опорных изоляторов

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{расч} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \leq U_{расч}$ |
| $F_{доп} = 3600 \text{ Н}$ | $F_{расч} = 285,8 \text{ Н}$ | $F_{расч} \leq F_{доп}$ |

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-8,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

6.16. Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (64)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/8,5/10 ХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}; \quad (65)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 8,9 \text{ кВ};$$

$$10 \text{ кВ} \geq 8,9 \text{ кВ}.$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 10 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{П} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right]; \quad (66)$$

где C - емкость кабельной линии;

K_{Π} - кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{\text{нр}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{\text{нд}}$ - наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0 \quad (67)$$

где $C_0 = 0,25$ мкФ/км - удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS 3х50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35$ км – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ};$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}.$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \text{ кДж/кВ}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \leq 4,12 \leq 4,5$ кДж/кВ.

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 62 - Параметры ОПН-П1-10/8,5/10 ХЛ1

| Тип ОПН | ОПН-П1-10/8,5/10 ХЛ1 |
|--|----------------------|
| 1 | 2 |
| Класс напряжения сети, кВ | 10 |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 8,5 |

| | |
|---|-----|
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |
| Остающееся напряжение, кВ | 13 |
| Длина пути утечки, см | 88 |
| Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ | 4,5 |

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЛЕНЬ УГОЛ

7.1. Выбор и проверка заземления подстанции Зеленый угол

Выбор заземления приведен на напряжения 220 кВ. Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [15].

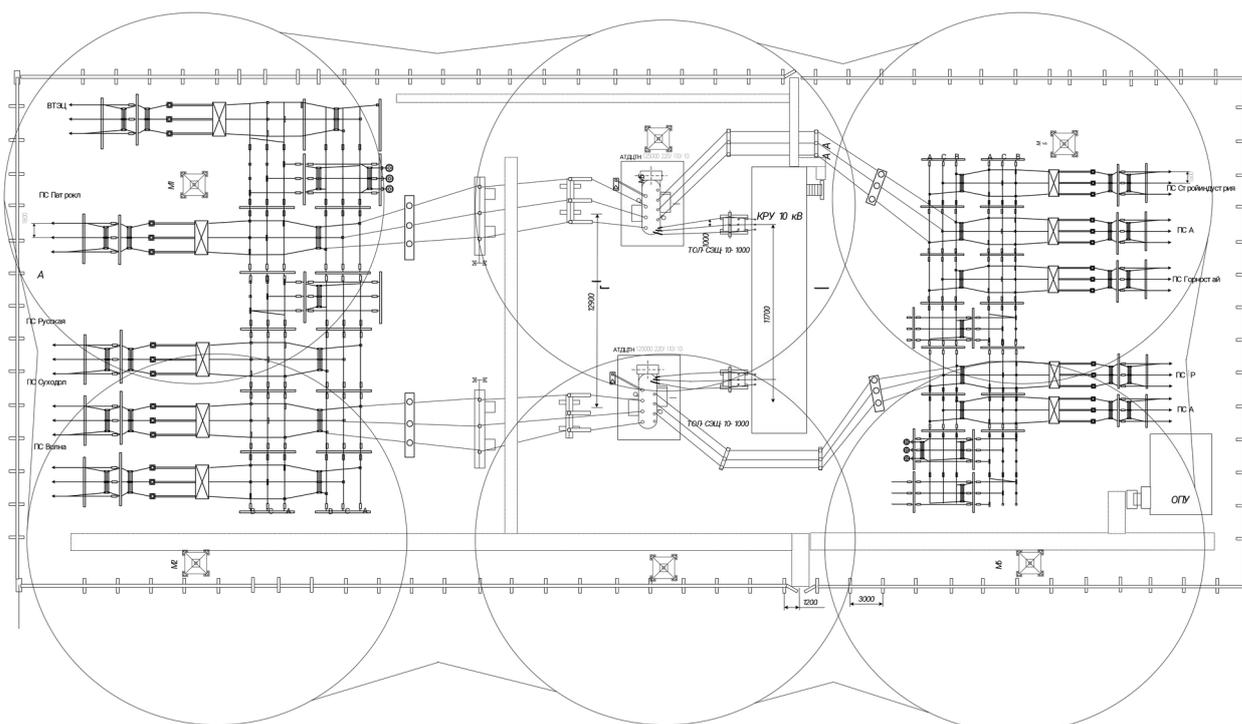


Рисунок 14-Расстановка молниезащиты на ПС Зеленый угол

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС представлены на листе графической части:

$$A=67 \text{ м,}$$

$$B= 43 \text{ м,}$$

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером $a \times b$.

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (68)$$

$$S = (67 + 2 \cdot 1,5) \cdot (43 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение $F = 95 \text{ мм}^2$). Т.к. ПС 220 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозионную стойкость:

$$F_{\text{тер.см}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (69)$$

где $I_{\text{кз}}$ – наибольший ток КЗ, А;

t - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

β - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали $\beta = 21$), определяется по ПУЭ.

$$F_{мер.см} = \sqrt{\frac{80 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}), \quad (70)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (71)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

T - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е. $T = 12 \cdot 20 = 240$ мес.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,014 \ln 240 + 0,0224 = 0,782,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2,$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{мер.см}, \quad (72)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм.

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_2 = (a + 3) \cdot \frac{b + 3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a + 3}{k}, \quad (73)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_2 = (95 + 3) \cdot \frac{40 + 3}{7} + (40 + 3) \cdot \frac{95 + 3}{7} = 1204 \text{ м,}$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{2,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (74)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (75)$$

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{2,y} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м,}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (76)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{2,y} + n \cdot l_{\text{г}}} \right) \quad (77)$$

где $\rho_{\text{э}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом · м.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_{\text{э}} = \frac{(p_1 \cdot p_2 \cdot L_2)}{(p_1 (L_2 - H + t_{\text{полосы}}) + p_2 (H + t_{\text{полосы}}))}; \quad (78)$$

Где p_1 - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, принимается равным 50 Ом · м [21];

p_2 - удельное сопротивление нижнего слоя грунта, принимается равным 60 Ом · м [21];

K_1 - климатический коэффициент для вертикальных электродов, принимается равным 1,65 [21];

H – толщина верхнего слоя грунта, принимается равным 2 м [16];

$t_{\text{полосы}}$ - глубина заложения горизонтального заземлителя, принимается равным 1 м [16].

$$\rho_{\text{э}} = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 1298)}{(50 (1298 - 2 + 1) + 60 (2 + 1))} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом,}$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (79)$$

где I_m - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,25,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (80)$$

$$R_u = 1,25 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом,}$$

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом,}$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

7.2. Расчет и проверка молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой $h=30$ метров.

Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб.

Самым высоким объектом на подстанции являются линейные порталы, их высота составляет 22 м.

Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

Количество молниеотводов составляет 6 шт. Высота молниеотвод составляет 27 м.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (81)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 27 = 22,95 \text{ м,}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (82)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 20,18 \text{ м,}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (83)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, линейные порталы 22 метра.

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{22}{22,95} \right) = 19,3 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (84)$$

$$h_c = 27 - \frac{38}{7} = 21,6 \text{ м,}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (85)$$

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м,}$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м,}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{27 - 22}{27} = 3,7 \text{ м,}$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 27 = 22,95 \text{ м,}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 27) \cdot 27 = 28,2 \text{ м,}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{22}{20,18} \right) = 9,18 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = 27 - \frac{38}{7} = 23,2 \text{ м,}$$

Определим половину ширины внутренней зоны на уровнях защиты:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{23,2 - 22}{23,2} = 3,5 \text{ м,}$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

Найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м,}$$

Определим оловину ширины внутренней зоны на уровнях защиты:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м,}$$

Таблица 63 – Параметры зон молниезащиты.

| Молниеотвод ы | L(м) | h(м) | h _{эф} (м) | h _с (м) | r ₀ (м) | r _х (м) | r _{сх} (м) |
|------------------|------|------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| 1-2 | 38 | 27 | 16.5 | 23.57 | 20.18 | 9.18 | 3.82 |
| 1-3 | 25 | 27 | 16.5 | 23,42 | 20.18 | 9.18 | 5,8 |
| 3-4 | 38 | 27 | 16.5 | 24.57 | 20.18 | 9.18 | 3.82 |
| 2-4 | 35 | 27 | 16.5 | 22,42 | 20.18 | 9.18 | 5,8 |
| 4-6 | 38 | 27 | 16.5 | 23.57 | 20.18 | 9.18 | 4.82 |
| 3-5 | 35 | 27 | 16.5 | 21,42 | 20.18 | 9.18 | 4,8 |

8 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

Инвестиционную привлекательность покажем по сроку окупаемости и по себестоимости передачи электроэнергии

8.1 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_{ч} + I_{A}}, \quad (86)$$

где K - капитальные вложения, млн.руб;

$P_{ч}$ - чистая прибыль, млн.руб;

I_{A} - амортизационные отчисления, млн.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ч}} = O - И - Н , \quad (87)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб

$И$ - издержки, тыс.руб;

$Н$ - налог на прибыль. На 2023 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}} , \quad (88)$$

где $W_{\text{ПО}}$ - полезный отпуск, тыс.кВт ·ч;

$T_{\text{пер}}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, для Дальнего Востока он равен 24000 руб./тыс.кВт ·ч.[14]

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} t_{\text{ч}} \quad (89)$$

Где $\sum P_{\text{max}}$ - суммарная передаваемая максимальная активная мощность, в зимний период;

$t_{\text{ч}}$ – количество часов в году $t_{\text{ч}} = 8760$ ч.

$$W_{\text{ПО}} = 55,4 \cdot 8760 = 485304$$

Далее по формуле (88) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, тыс руб:

$$O = 485304 \cdot 2,4 = 1164729,6$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, тыс руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \tag{90}$$

$$H = 0,2 \cdot (1164729,6 - 36650) = 225615,9$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (87), тыс руб:

$$P_{\text{ч}} = 1164729,6 - 36650 - 225615,9 = 902463,7$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (86), в годах:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{373362,1}{902463,7 + 18668,1} = 17,2$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (91)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 15.

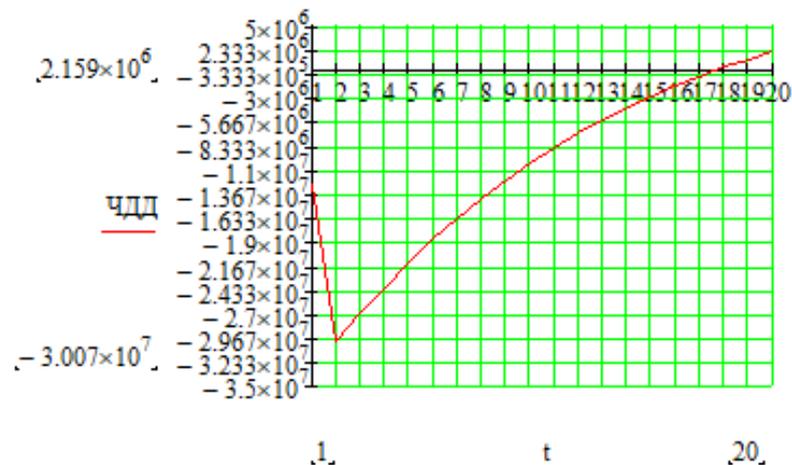


Рисунок 15 – График ЧДД

Средний срок окупаемости подстанций 220 кВ 20 лет, данная подстанция окупается за 17, следовательно, данный проект является экономический целесообразным.

8.2. Себестоимость передачи электроэнергии

Рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб./кВт ч:

$$C = \frac{I}{W_{\text{по}}}$$

(92)

$$C = \frac{3569,3}{485304} = 0,7 \text{ руб кв/ч}$$

Исходя из срока окупаемости и себестоимость передачи электрической энергии, можно сделать вывод, что наш проект является выгодным.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС ДАУРИИ ЗЕЛЕНЬНЫЙ УГОЛ

При реконструкции электрической сети рассмотрим установку комплектов релейной защиты на ПС Зеленый угол.

9.1. Релейная защита силового автотрансформатора

В качестве устройства защиты на микропроцессорной базе рассмотрим Сириус-Т.

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)).

Также предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

В устройстве формируются дифференциальные и тормозные токи. Также рассчитывается тормозной ток, который формируется с учетом реального направления протекания токов в защищаемом трансформаторе. Такой способ формирования тормозного тока называется «направленным торможением».

Одним из недостатков данного способа компенсации является невозможность работы в некоторых режимах, например, при отсутствии токов нагрузки. Поэтому в устройстве для ступеней защит (ДЗТ-1 и ДЗТ-2), использующих дифференциальный ток, предусмотрены две группы уставок – «чувствительные» и «грубые». Во всех режимах, когда алгоритм компенсации не действует (выведен из действия, либо измерение невозможно) используются грубые уставки. Если компенсация погрешности РПН успешно выполнена, то устройство автоматически переходит на чувствительные уставки.

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 64.

Таблица 64 - Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение для стороны | | |
|---|--|-------------------------------|--------|--------|
| | | 220 кВ | 110 кВ | 10 кВ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$ | 328 | 656 | 1839,8 |
| Коэффициент трансформации трансформатора тока | K_I | 250/5 | 800/5 | 2500/5 |
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого | $I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$ | 6,8 | 4,3 | 3,8 |

| | | | | |
|----------------------|---|--|----|--|
| трансформатора, А | | | | |
| Размах РПН, % | - | | 16 | |

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 $2.5I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{\text{ном}}$ 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:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} \quad (93)$$

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.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{1220}{328} = 3,1$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 16. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

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

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

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (94)$$

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

$k_{\text{ОДН}}$ - коэффициент одностипности трансформаторов тока;

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

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

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

$I_{\text{СКВ}}$ - СКВОЗНОЙ ТОК.

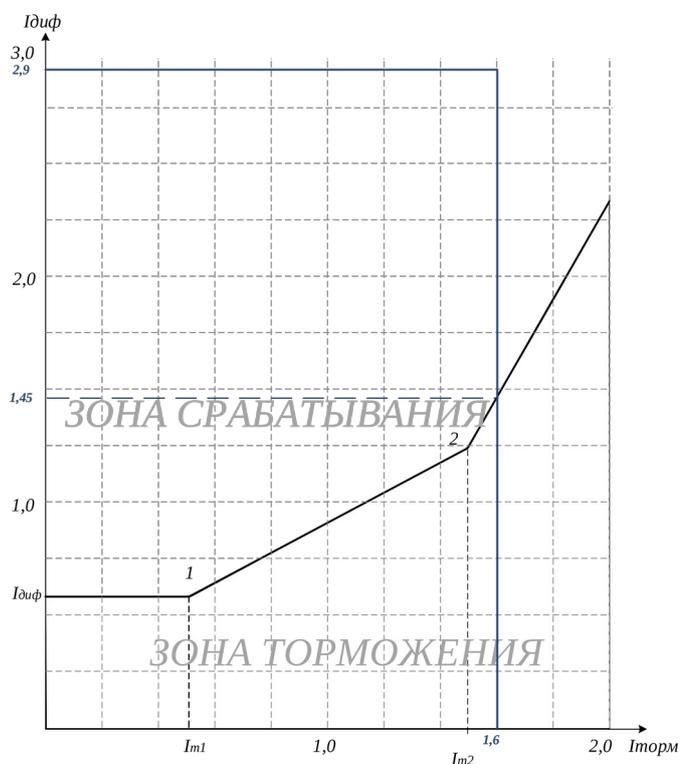


Рисунок 16 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-Т»

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

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ} , \tag{95}$$

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

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ} ,$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \tag{96}$$

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

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{СН.Т} \tag{97}$$

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

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (98)$$

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

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2}/I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2}/I_{\partial 1} = 0,15$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

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

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$T=10$ с.

Проверяем коэффициент чувствительности защиты

$$K_{чТ1} = \frac{I_{КЗ\maxВН} \cdot \frac{115}{11} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{сз.минТ1}} \quad (100)$$

$$K_{чТ1} = 7,041$$

9.2. Максимальная токовая защита

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

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

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

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (101)$$

$$I_{MTЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 328 = 414 \text{ A}$$

$$I_{MTЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 328 = 828,6 \text{ A}$$

$$I_{MTЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 1839 = 2322,9 \text{ A}$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
 $k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

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

$I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

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

$$t_{MTЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t \quad (102)$$

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

Чувствительность МТЗ:

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

9.3. Защита от перегрузки

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

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

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

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном} \quad (103)$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 328 = 360 \text{ А}$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 656 = 721,6 \text{ А}$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 1839,8 = 2023,8 \text{ А}$$

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

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена

защита;

$$t_{3П} = 10 \text{ с}$$

9.4. Автоматика

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.
2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также

выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы.

Рекомендуется использовать устройства автоматического восстановления питания (АВР) в случаях, когда их применение позволяет оптимизировать систему релейной защиты, уменьшить токи короткого замыкания и сэкономить на оборудовании путем замены кольцевых сетей на

радиально-секционированные и аналогичные технические решения. Таким образом, АВР выполняет дополнительные функции помимо восстановления питания потребителей и включения резервного оборудования.

Устройства АВР могут быть установлены на различных компонентах электроустановок, таких как трансформаторы, линии электропередачи, выключатели и электродвигатели. Они должны обеспечивать автоматическое восстановление питания при исчезновении напряжения на шинах питания по любой причине, включая короткое замыкание на этих шинах.

Также необходимо установка АПВ. Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

После определения всех необходимых параметров: нагрузки, мощности, оборудования, можно воспользоваться вычислительным комплексом для автоматического просчета электрического режима.

Режим нужно проверить при различных состояниях: при максимальной нагрузке, минимальной и в послеаварийном режиме. Это необходимо для проверки режима на устойчивость в дальнейшей эксплуатации в реальности.

Рассмотрим режим минимальных нагрузок:

Таблица 65 – узлы при минимальных нагрузках

| Узел | Название узла | Уном | Уфакт |
|------|---------------|------|-------|
|------|---------------|------|-------|

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|------------------------|------|--------|
| 1 | ПС 220 кВ Владивосток | 220 | 240,00 |
| 2 | ПС 220 кВ Волна | 220 | 241,57 |
| 3 | ПС Волна Н1 | 220 | 240,23 |
| 4 | ПС Волна Н2 | 220 | 240,23 |
| 5 | ПС 110 кВ Волна | 110 | 120,12 |
| 6 | ПС 6 кВ Волна | 6,3 | 6,83 |
| 7 | ПС 220 кВ Зеленый угол | 220 | 242,15 |
| 8 | ПС Зеленый угол Н1 | 220 | 241,57 |
| 9 | ПС Зеленый угол Н2 | 220 | 241,57 |
| 10 | ПС 110 кВ Зеленый угол | 110 | 120,80 |
| 11 | ПС 10 кВ Зеленый угол | 10,5 | 11,47 |
| 12 | ПС Патрокл 220 кВ | 220 | 242,27 |
| 13 | ПС Патрокл Н1 | 220 | 242,35 |
| 14 | ПС Патрокл Н2 | 220 | 242,35 |
| 15 | ПС Патрокл 110 кВ | 110 | 121,18 |
| 16 | ПС Патрокл 10 кВ | 10,5 | 11,56 |

Продолжение таблицы 65

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|--------------------|------|--------|
| 17 | ВТЭЦ 2 220 кВ | 220 | 242,30 |
| 18 | ВТЭЦ 2 Н1 | 220 | 242,45 |
| 19 | ВТЭЦ 2 Н2 | 220 | 242,45 |
| 20 | ВТЭЦ 2 110 кВ | 110 | 121,21 |
| 21 | ВТЭЦ 2 10 кВ | 10,5 | 11,68 |
| 22 | ПС 2Р 110 кВ | 110 | 120,43 |
| 23 | ПС 1Р тяга 110 кВ | 110 | 120,34 |
| 24 | ПС Амурская 110 кВ | 110 | 120,43 |
| 25 | ПС Залив 110 кВ | 110 | 120,47 |
| 26 | ВТЭЦ 1 110 кВ | 110 | 120,45 |

| | | | |
|----|--------------------------|-----|--------|
| 27 | ПС Орлиная 110 кВ | 110 | 120,55 |
| 28 | ПС Голубинка 110 кВ | 110 | 120,63 |
| 29 | ПС А 110 кВ | 110 | 120,99 |
| 30 | ПС Стройиндустрия 110 кВ | 110 | 120,59 |
| 32 | ПС 1Р 110 кВ | 110 | 120,45 |
| 33 | ПС Мингородок 110 кВ | 110 | 120,61 |
| 34 | ПС Русская 220 кВ | 220 | 242,36 |
| 35 | Оп 1 | 110 | 120,31 |
| 36 | Оп 2 | 110 | 120,39 |
| 37 | Оп 3 | 110 | 120,65 |
| 38 | Оп 4 | 110 | 120,65 |
| 39 | ПС Бурун | 110 | 120,27 |
| 40 | ПС 220 кВ Суходол | 220 | 241,20 |

Таблица 66 – ветви при минимальных нагрузках

| Название | I_{\max} , А | $I_{\text{доп}}$, А | $I_{\max}/I_{\text{доп}}$, % |
|---|----------------|----------------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС Стройиндустрия 110 кВ | 240,35 | 610 | 39,40 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 254,00 | 690 | 36,82 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 254,00 | 690 | 36,82 |
| Оп 4 - ВТЭЦ 2 110 кВ | 205,88 | 610 | 33,75 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 191,83 | 610 | 31,45 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 191,83 | 610 | 31,45 |
| ПС 2Р 110 кВ - ПС Бурун | 121,68 | 390 | 31,23 |

| | | | |
|---|--------|-----|-------|
| ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ | 179,02 | 610 | 29,48 |
| ПС Залив 110 кВ - Оп 4 | 171,87 | 610 | 28,18 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ВТЭЦ 2 220 кВ | 181,36 | 690 | 26,29 |
| Оп 3 - ВТЭЦ 2 110 кВ | 159,40 | 610 | 26,13 |
| ПС 110 кВ Волна - Оп 1 | 120,50 | 610 | 19,75 |
| ПС Орлиная 110 кВ - Оп 3 | 118,03 | 610 | 19,35 |
| ВТЭЦ 1 110 кВ-ПС Орлиная 110кВ | 117,38 | 610 | 19,24 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС Мингородок 110 кВ | 112,35 | 610 | 18,47 |
| ПС Мингородок 110 кВ - ПС 1Р 110 кВ | 70,68 | 390 | 18,21 |
| ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Зеленый угол | 115,73 | 690 | 16,77 |
| Оп 2 - ПС 1Р тяга 110 кВ | 60,51 | 390 | 15,54 |

Продолжение таблицы 66

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|-------|-----|-------|
| ПС Амурская 110 кВ - ПС Залив 110 кВ | 80,21 | 610 | 13,15 |
| Оп 1 - ПС 1Р тяга 110 кВ | 50,93 | 390 | 13,06 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Волна | 85,51 | 690 | 12,39 |
| ПС 110 кВ Волна - ПС Бурун | 79,47 | 690 | 11,52 |
| Оп 1 - ВТЭЦ 1 110 кВ | 69,43 | 610 | 11,38 |
| ПС 1Р 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ | 30,82 | 610 | 8,05 |
| Оп 2 - ПС Амурская 110 кВ | 47,27 | 610 | 7,75 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Суходол | 63,07 | 835 | 7,55 |
| Оп 3 - ПС Голубинка 110 кВ | 41,74 | 610 | 6,85 |
| ПС 220 кВ Суходол - ПС 220 кВ | 55,19 | 835 | 6,61 |

| | | | |
|--------------|--|--|--|
| Зеленый угол | | | |
|--------------|--|--|--|

Произведем расчет сначала в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 67 – узлы при максимальных нагрузках

| Узел | Название узла | Uном | Uфакт |
|------|------------------------|------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | ПС 220 кВ Владивосток | 220 | 240,00 |
| 2 | ПС 220 кВ Волна | 220 | 237,62 |
| 3 | ПС Волна Н1 | 220 | 234,10 |
| 4 | ПС Волна Н2 | 220 | 234,10 |
| 5 | ПС 110 кВ Волна | 110 | 117,03 |
| 6 | ПС 6 кВ Волна | 6,3 | 6,63 |
| 7 | ПС 220 кВ Зеленый угол | 220 | 237,88 |
| 8 | ПС Зеленый угол Н1 | 220 | 235,47 |

Продолжение таблицы 67

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|--------------------------|------|--------|
| 9 | ПС Зеленый угол Н2 | 220 | 235,47 |
| 10 | ПС 110 кВ Зеленый угол | 110 | 117,73 |
| 11 | ПС 10 кВ Зеленый угол | 10,5 | 11,15 |
| 12 | ПС Патрокл 220 кВ | 220 | 237,93 |
| 13 | ПС Патрокл Н1 | 220 | 236,69 |
| 14 | ПС Патрокл Н2 | 220 | 236,69 |
| 15 | ПС Патрокл 110 кВ | 110 | 118,33 |
| 16 | ПС Патрокл 10 кВ | 10,5 | 11,29 |
| 17 | ВТЭЦ 2 220 кВ | 220 | 237,85 |
| 18 | ВТЭЦ 2 Н1 | 220 | 236,50 |
| 19 | ВТЭЦ 2 Н2 | 220 | 236,50 |
| 20 | ВТЭЦ 2 110 кВ | 110 | 118,22 |
| 21 | ВТЭЦ 2 10 кВ | 10,5 | 11,36 |
| 22 | ПС 2Р 110 кВ | 110 | 117,25 |
| 23 | ПС 1Р тяга 110 кВ | 110 | 117,18 |
| 24 | ПС Амурская 110 кВ | 110 | 117,25 |
| 25 | ПС Залив 110 кВ | 110 | 117,29 |
| 26 | ВТЭЦ 1 110 кВ | 110 | 117,29 |
| 27 | ПС Орлиная 110 кВ | 110 | 117,40 |
| 28 | ПС Голубинка 110 кВ | 110 | 117,49 |
| 29 | ПС А 110 кВ | 110 | 117,94 |
| 30 | ПС Стройиндустрия 110 кВ | 110 | 117,45 |
| 32 | ПС 1Р 110 кВ | 110 | 117,27 |
| 33 | ПС Мингородок 110 кВ | 110 | 117,48 |
| 34 | ПС Русская 220 кВ | 220 | 238,10 |
| 35 | Оп 1 | 110 | 117,17 |
| 36 | Оп 2 | 110 | 117,21 |

Продолжение таблицы 67

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|-------------------|-----|--------|
| 37 | Оп 3 | 110 | 117,51 |
| 38 | Оп 4 | 110 | 117,51 |
| 39 | ПС Бурун | 110 | 117,11 |
| 40 | ПС 220 кВ Суходол | 220 | 239,57 |

Таблица 68 – Загрузка ЛЭП при максимальных нагрузках

| Название | I_{\max} , А | $I_{\text{доп}}$, А | $I_{\max}/I_{\text{доп}}$, % |
|---|----------------|----------------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС Стройиндустрия 110 кВ | 308,30 | 610 | 50,54 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 303,65 | 690 | 44,02 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 303,65 | 690 | 44,02 |
| Оп 4 - ВТЭЦ 2 110 кВ | 254,74 | 610 | 41,76 |
| ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ | 218,14 | 610 | 35,89 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 209,25 | 610 | 34,30 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 209,25 | 610 | 34,30 |
| ПС Залив 110 кВ - Оп 4 | 206,68 | 610 | 33,88 |
| Оп 3 - ВТЭЦ 2 110 кВ | 196,24 | 610 | 32,17 |
| ПС 2Р 110 кВ - ПС Бурун | 108,99 | 390 | 27,98 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС Мингородок 110 кВ | 149,01 | 610 | 24,48 |
| ПС Мингородок 110 кВ - ПС 1Р 110 кВ | 86,57 | 390 | 22,29 |
| ПС Орлиная 110 кВ - Оп 3 | 130,25 | 610 | 21,35 |

Продолжение таблицы 68

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|--------|-----|-------|
| ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ | 129,25 | 610 | 21,19 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Волна | 104,49 | 690 | 16,06 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ВТЭЦ 2 220 кВ | 107,39 | 690 | 15,65 |
| ПС 110 кВ Волна - Оп 1 | 78,66 | 610 | 12,90 |
| ПС Амурская 110 кВ - ПС Залив 110 кВ | 70,41 | 610 | 11,54 |
| Оп 3 - ПС Голубинка 110 кВ | 66,41 | 610 | 10,89 |
| Оп 2 - ПС 1Р тяга 110 кВ | 38,34 | 390 | 9,86 |
| Оп 1 - ВТЭЦ 1 110 кВ | 56,70 | 610 | 9,29 |
| ПС 1Р 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ | 32,56 | 610 | 8,52 |
| Оп 4 - ПС Голубинка 110 кВ | 49,14 | 610 | 8,07 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Патрокл 110 кВ | 55,65 | 690 | 8,06 |
| ПС 220 кВ Суходол - ПС 220 кВ Зеленый угол | 47,49 | 835 | 7,13 |
| ПС 110 кВ Волна - ПС Бурун | 45,08 | 690 | 6,53 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ПС Патрокл 220 кВ | 41,22 | 690 | 5,97 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Суходол | 45,68 | 835 | 5,68 |

Большая часть ВЛ загружены оптимально, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи выбрано верно. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Также анализ режима представлена на листе 3.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов.

Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок. Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима: - отключена ВЛ 220 Зеленый угол- Стройиндустрия.

Таблица 69 – Узлы при максимальных нагрузках в послеаварийном режиме

| Узел | Название узла | Uном | Uфакт |
|------|------------------------|------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | ПС 220 кВ Владивосток | 220 | 240,00 |
| 2 | ПС 220 кВ Волна | 220 | 237,62 |
| 3 | ПС Волна Н1 | 220 | 234,10 |
| 4 | ПС Волна Н2 | 220 | 234,10 |
| 5 | ПС 110 кВ Волна | 110 | 117,03 |
| 6 | ПС 6 кВ Волна | 6,3 | 6,63 |
| 7 | ПС 220 кВ Зеленый угол | 220 | 237,88 |
| 8 | ПС Зеленый угол Н1 | 220 | 235,47 |

| | | | |
|----|------------------------|------|--------|
| 9 | ПС Зеленый угол Н2 | 220 | 235,47 |
| 10 | ПС 110 кВ Зеленый угол | 110 | 117,73 |
| 11 | ПС 10 кВ Зеленый угол | 10,5 | 11,15 |
| 12 | ПС Патрокл 220 кВ | 220 | 237,93 |
| 13 | ПС Патрокл Н1 | 220 | 236,69 |
| 14 | ПС Патрокл Н2 | 220 | 236,69 |
| 15 | ПС Патрокл 110 кВ | 110 | 118,33 |
| 16 | ПС Патрокл 10 кВ | 10,5 | 11,29 |
| 17 | ВТЭЦ 2 220 кВ | 220 | 237,85 |

Продолжение таблицы 69

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|--------------------------|------|--------|
| 18 | ВТЭЦ 2 Н1 | 220 | 236,50 |
| 19 | ВТЭЦ 2 Н2 | 220 | 236,50 |
| 20 | ВТЭЦ 2 110 кВ | 110 | 118,22 |
| 21 | ВТЭЦ 2 10 кВ | 10,5 | 11,36 |
| 22 | ПС 2Р 110 кВ | 110 | 117,25 |
| 23 | ПС 1Р тяга 110 кВ | 110 | 117,18 |
| 24 | ПС Амурская 110 кВ | 110 | 117,25 |
| 25 | ПС Залив 110 кВ | 110 | 117,29 |
| 26 | ВТЭЦ 1 110 кВ | 110 | 117,29 |
| 27 | ПС Орлиная 110 кВ | 110 | 117,40 |
| 28 | ПС Голубинка 110 кВ | 110 | 117,49 |
| 29 | ПС А 110 кВ | 110 | 117,94 |
| 30 | ПС Стройиндустрия 110 кВ | 110 | 117,45 |
| 32 | ПС 1Р 110 кВ | 110 | 117,27 |
| 33 | ПС Мингородок 110 кВ | 110 | 117,48 |
| 34 | ПС Русская 220 кВ | 220 | 238,10 |
| 35 | Оп 1 | 110 | 117,17 |
| 36 | Оп 2 | 110 | 117,21 |

| | | | |
|----|-------------------|-----|--------|
| 37 | Оп 3 | 110 | 117,51 |
| 38 | Оп 4 | 110 | 117,51 |
| 39 | ПС Бурун | 110 | 117,11 |
| 40 | ПС 220 кВ Суходол | 220 | 239,57 |

Таблица 70 - Ветви при максимальных нагрузках в послеаварийном режиме

| Название | I_{\max} , А | $I_{\text{доп}}$, А | $I_{\max}/I_{\text{доп}}$, % |
|---|----------------|----------------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС Стройиндустрия 110 кВ | 308,30 | 610 | 50,54 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 303,65 | 690 | 44,02 |
| ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ | 303,65 | 690 | 44,02 |
| Оп 4 - ВТЭЦ 2 110 кВ | 254,74 | 610 | 41,76 |
| ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ | 218,14 | 610 | 35,89 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 209,25 | 610 | 34,30 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС А 110 кВ | 209,25 | 610 | 34,30 |
| ПС Залив 110 кВ - Оп 4 | 206,68 | 610 | 33,88 |
| Оп 3 - ВТЭЦ 2 110 кВ | 196,24 | 610 | 32,17 |
| ПС 2Р 110 кВ - ПС Бурун | 108,99 | 390 | 27,98 |
| ПС 110 кВ Зеленый угол - ПС Мингородок 110 кВ | 149,01 | 610 | 24,48 |
| ПС Мингородок 110 кВ - ПС 1Р 110 кВ | 86,57 | 390 | 22,29 |

| | | | |
|---|--------|-----|-------|
| ПС Орлиная 110 кВ - Оп 3 | 130,25 | 610 | 21,35 |
| ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ | 129,25 | 610 | 21,19 |
| ПС 220 кВ Владивосток - ПС 220 кВ Волна | 104,49 | 690 | 16,06 |
| ПС 220 кВ Зеленый угол - ВТЭЦ 2 220 кВ | 107,39 | 690 | 15,65 |
| ПС 110 кВ Волна - Оп 1 | 78,66 | 610 | 12,90 |

Продолжение таблицы 70

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------------------------------------|-------|-----|-------|
| ПС Амурская 110 кВ - ПС Залив 110 кВ | 70,41 | 610 | 11,54 |
| Оп 3 - ПС Голубинка 110 кВ | 66,41 | 610 | 10,89 |
| Оп 2 - ПС 1Р тяга 110 кВ | 38,34 | 390 | 9,86 |
| Оп 1 - ВТЭЦ 1 110 кВ | 56,70 | 610 | 9,29 |
| ПС 1Р 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ | 32,56 | 610 | 8,52 |
| Оп 4 - ПС Голубинка 110 кВ | 49,14 | 610 | 8,07 |

При отключении ВЛ 220 Зеленый угол - Стройиндустрия мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого, но ток по ЛЭП приближается к нему.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [21].

На подстанции напряжением 110 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения применяются следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, можно провести осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей.

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям.

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [15].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть приняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [15].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [15].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [17].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

11.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и

утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [43].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосорник [43].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков

пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Для подстанции 220/110/6 кВ «Волна» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора АТДЦТН – 125000/220/110/10 У1.

Для марки трансформатора АТДЦТН – 125000/220/110/10 У1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 5 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [43].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (104)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (105)$$

где А и В-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 10,55 + 2 \cdot 1,5 = 13,55 \text{ М}$$

$$B' = 6,612 + 2 \cdot 1,5 = 9,912 \text{ М}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (106)$$

$$S_{МП} = 13,55 \cdot 9,912 = 134,3 \text{ М}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O} \quad (107)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (108)$$

где V_{TM} -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (109)$$

где ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{TM} = \frac{19900}{890} = 22,36 м^3,$$

$$h_{TM} = \frac{22,36}{134,3} = 0,166 м.$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}},$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (110)$$

где $I=0,2$ л/с $\cdot м^2$ – секундный расход воды, $t=30$ мин= 1800 с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) , \quad (111)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 7,943 \cdot (10,55 + 6,612) = 272,6 \text{ м}^2 ,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (134,3 + 276,2) = 119,1 \text{ м}^3 ,$$

$$h_{H_2O} = \frac{119,1}{134,3} = 0,89 \text{ м} .$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,166 + 0,05 + 0,32 + 0,89 = 1,426 \text{ м} .$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с

соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию. К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки

2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998года.
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м². Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Ящики с песком являются важным элементом системы пожарной безопасности на открытых площадках, особенно в местах, где имеется риск разлива легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Такие площадки могут находиться вблизи подстанций, складов, а также производственных объектов. В соответствии с установленными нормами, на каждые 1000 квадратных метров территории подстанции необходимо предусмотреть не менее 0,5 кубического метра песка. Это означает, что в каждом ящике, размещенном на подстанции, должно содержаться минимум 0,5 кубического метра песка, что обеспечивает достаточное количество материала для ликвидации очагов возгорания.

Конструкция ящика должна быть продуманной. Она должна обеспечивать не только удобство извлечения песка в экстренных ситуациях, но и защищать содержимое от попадания осадков. Это предотвратит намокание песка и сохранит его эффективность при использовании. Ящики следует размещать в доступных местах, чтобы в случае необходимости они могли быть быстро использованы. Кроме того, стоит учитывать, что ящики должны быть выполнены из устойчивых к коррозии материалов, чтобы продлить срок их эксплуатации.

На подстанциях также следует предусматривать системы тушения трансформаторов. Это могут быть как автоматические, так и ручные системы. Автоматические системы, такие как спринклеры или системы водяного орошения, позволяют быстро реагировать на возгорания, минимизируя

возможный ущерб. Ручные системы, в том числе огнетушители и переносные установки, также должны быть размещены в доступных местах. Такой комплексный подход к организации системы пожарной безопасности на подстанциях поможет значительно снизить риски возникновения и распространения огня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос реконструкции электрических сетей напряжением города Владивостока в связи с вывод из эксплуатации Восточной ТЭЦ.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, Владивостокского энергорайона из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий, отсутствие средств компенсации реактивной мощности. При расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается по его результатам сделан вывод о наличии резервов генерирующей мощности на электрических станциях и малой загруженности электрических сетей 220 кВ Владивостокского района.

Была проведена проверка существующего оборудования, рассчитано количество молниеотводом и заземления, проведен анализ нормального и послеаварийного режима, показан расчет релейной защиты трансформатора на ПС Зеленый угол, также рассчитан маслоприемник трансформатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
2. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
3. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
4. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>
5. Конструкции измерительных трансформаторов напряжения - Электрическая часть электростанций // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/elektricheskaya-chast-elektrostantsiy-61.html> (дата обращения 22.04.2025).

6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281. – Режим доступа :<http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>
7. Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.
8. Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>
9. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа :www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx
10. Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.
11. Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А.М. Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.
12. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.
13. Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>
14. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К.,

Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>

15. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>

16. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.

17. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введен 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.

18. СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

19. Савина, Н. В. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами [Текст] / Н. В. Савина, Л. А. Гурина, Ю. В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление : сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635–642.

20. Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2025).

21. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань :

электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471>
(дата обращения: 12.03.2025).

22. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

23. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

24. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

25. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf

26. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf

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

28. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.

29. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2023–2028 годов.

30. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

31. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

32. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2025

33. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2025).

34. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>