

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) программы – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

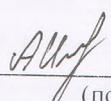
 Н.В. Савина

« 16 » 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Волна в связи со строительством двухцепной линии напряжением 110 кВ ПС Волна-ВТЭЦ-2 Приморского края

Исполнитель
студент группы 942 об1

 13.06.2023 И.В. Аристов
(подпись, дата)

Руководитель
доцент

 13.06.2023 А.Г. Ротачёва
(подпись, дата)

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

 13.06.2023 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст.преподаватель

 13.06.2023 Л.А. Мясоедова
(подпись, дата)

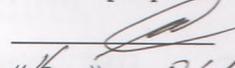
Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«16» 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Аристова Ивана Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Волна в связи со строительством двухцепной линии напряжением 110 кВ ПС Волна - ВТЭ4-2 Приморского края.

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 199-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 13.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрическая схема подстанции, однолинейная схема подстанции,

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Топология района и обоснование области реконструкции, расчет электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания и наибольших рабочих токов, выбор и проверка основного оборудования, релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление, технико-экономическая оценка, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 4 рисунка, 51 таблица 3д источника, 4 приложения.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Андрей Борисович Буганов, доцент. канд. тех. наук.

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромачева Анна Георгиевна, доцент.

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

Задание принял к исполнению (дата):



(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 118 с., 4 рисунка, 51 таблица, 32 источника, 4 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОТРЕБЛЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАЙОН РЕКОНСТРУКЦИИ, ТРАНСФОРМАТОР СИЛОВОЙ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, КОНДЕНСАТОР СВЯЗИ, АККУМУЛЯТОРНАЯ БАТАРЕЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе выполнена реконструкция подстанции 110 кВ по причине строительства двухцепной связи 110 кВ, питающую данную подстанцию в условиях расширения распределительного устройства.

Основная цель выпускной квалификационной работы – реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Волна» по причине строительства новой двухцепной линии 110 кВ «Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна».

Актуальность и практическая значимость темы, в первую очередь, обусловлена процессом масштабной реконструкции электрических системообразующих и распределительных сетей Приморского края.

В работе также рассмотрены вопросы релейной защиты и сетевой автоматики с заменой существующих устройств на современные цифровые комплексы защит и автоматики. В работе выполнены расчеты молниезащиты и заземления объекта, рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

При выполнении выпускной работы применены следующие программные продукты: Microsoft Office Visio 2016, Mathcad 16.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 характеристика района и обоснование объемов реконструкции	9
1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции	9
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии	10
1.3 Обоснование объемов реконструкции	11
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	14
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	17
2.3 Выбор конструкции и сечений строящихся линий	21
3 Расчет токов короткого замыкания и наибольших рабочих токов	24
3.1 Составление схемы замещения и расчет ее параметров	24
3.2 Расчет токов короткого замыкания	28
3.3 Расчет токов короткого замыкания для проверки оборудования	30
4 Выбор и проверка основного оборудования	33
4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств	33
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	35
4.3 Проверка оборудования ОРУ 220 кВ	36
4.4 Проверка оборудования КРУЭ 110 кВ	49
4.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 6 кВ	57
4.6 Выбор и проверка изоляторов	65
4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	66
4.8 Выбор аккумуляторных батарей	67
4.9 Выбор системы оперативного тока	69
4.10 Проверка ОПН	70
5 Релейная защита и автоматика	72

5.1	Выбор принципов релейной защиты и автоматики линии	72
5.2	Дистанционная защита линии	74
5.3	Токовая защита нулевой последовательности	79
5.4	Токовая отсечка линии	81
5.5	Описание защиты шин	83
5.6	Автоматика линии	84
5.7	Описание системы оперативного тока для цепей РЗА	87
6	Молниезащита и заземление	90
6.1	Расчет молниезащиты	90
6.2	Расчет заземления	92
7	Технико-экономическая оценка	98
7.1	Расчет капиталовложений	98
7.2	Расчет потерь электрической энергии	99
7.3	Расчет эксплуатационных издержек	100
7.4	Оценка экономической эффективности	102
8	Безопасность и экологичность	103
8.1	Безопасность	103
8.2	Экологичность	108
8.3	Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	111
	Заключение	115
	Библиографический список	116
	Приложение А. Расчет нагрузок	119
	Приложение Б. Расчеты ТКЗ	127
	Приложение В. Расчеты РЗА	150
	Приложение Г. Расчеты молниезащиты и заземления	162

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день Приморская энергосистема претерпевает фундаментальные реорганизации диспетчерского, технологического управления энергосистемы в условиях массовых комплексных реконструкции объектов электроэнергетики: генерации, потребителей, объектов передачи и распределения электрической энергии.

В частности, в работе рассмотрена подстанция 220/110/6 кВ «Волна» Приморского края, осуществляющая один из важнейших транзитов мощности и находящаяся в крупном узле генерации электрической мощности.

Согласно проекту, планируется выполнить строительство двухцепной связи между подстанцией 220/110/6 кВ Волна и Владивостокской ТЭЦ-2, чтобы увеличить пропускную способности транзита 110 кВ.

На данный момент времени подстанция 220/110/6 кВ Волна осуществляет транзит по сети 220 кВ и сети 110 кВ. По классу напряжения 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная;
- ВЛ 220 кВ Волна – Зеленый угол.

По классу напряжения 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Волна – Чайка;
- ВЛ 110 кВ Волна – Бурун;
- ВЛ 110 кВ Волна – 2Р;
- ВЛ 110 кВ Волна – ВТЭЦ-1 с отпайкой на ПС 1Р/Т.

К строительству принимается:

- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна I цепь;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна II цепь.

По причине строительства новой ЛЭП необходима комплексная реконструкция ПС Волна и распределительного устройства Владивостокской ТЭЦ-2. В объем данной работы входит реконструкция распределительного устройства подстанции Волна.

Итак, основная цель выпускной квалификационной работы – реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Волна» по причине строительства новой двухцепной линии 110 кВ «Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна».

Актуальность и практическая значимость темы, в первую очередь, обусловлена процессом масштабной реконструкции электрических системообразующих и распределительных сетей Приморского края.

Для достижения поставленной цели необходимо реализовать ряд обязательных задач:

- 1 проанализировать район реконструкции подстанции Волна;
- 2 выполнить анализ и расчет электрических нагрузок подстанции Волна;
- 3 произвести проверку и, при необходимости, выбор силовых автотрансформаторов;
- 4 произвести расчет токов короткого замыкания;
- 5 произвести проверку и выбор основного и вспомогательного оборудования подстанции Волна;
- 6 выполнить расчет параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В работе также произведена технико-экономическая оценка объемов реконструкции, инвестиционная привлекательность, выполнен расчет срока окупаемости капиталовложений.

Выпускная квалификационная работа освещает также вопросы реконструкции системы молниезащиты и заземления открытой части распределительного устройства подстанции Волна.

При выполнении работы применены такие программные комплексы как: MS Word, Exel, Visio 2016, ПВК MathCad 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции

Приморский край расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Крупный залив — Петра Великого. Берега залива сильно изрезаны и образуют внутренние заливы: Амурский, Уссурийский, Посъета, Стрелок, Восток.

Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой, на побережье часто происходят оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

В Приморском крае четыре района приравнены к районам Крайнего Севера: Дальнегорский, Кавалеровский, Ольгинский и Тернейский, а также посёлок городского типа Восток Красноармейского района, сёла Богуславец, Вострецово, Дальний Кут, Измайлиха, Мельничное, Роцино, Таёжное и Молодёжное Красноармейского района. Включение в список первых трёх районов и посёлка Терней связано с экономическими (неразвита инфраструктура), а не климатическими условиями. Район по гололеду – 4.

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии

В зависимости от выполняемых функции, возможностей обеспечения схемы питания от энергосистемы, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей принято делить на следующие основные группы:

- промышленные и приравненные к ним;
- производственные сельскохозяйственные;
- бытовые;
- общественно-коммунальные (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.).

К промышленным потребителям приравнены следующие предприятия: строительные, транспорта, шахты, рудники, карьеры, нефтяные, газовые и другие промыслы, связи, коммунального хозяйства и бытового обслуживания.

Промышленные потребители являются наиболее энергоемкой группой потребителей электрической энергии.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. В КП к I категории относится Цветная металлургия.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей. В КП ко II категории относится «Город».

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий. В КП к III категории относится Сельское хозяйство.

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству графиков электрических нагрузок.

Анализ режимов работы потребителей показал, что большинство электродвигателей, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме (например, электродвигатели компрессоров, вентиляторов, насосов и других непрерывных механизмов).

Кратковременный режим характерен для электродвигателей электроприводов вспомогательных механизмов, механизмов подъема, гидравлических заслонок, зажимов, затворов.

Повторно-кратковременный режим характерен для электродвигателей мостовых кранов, подъемников, сварочных аппаратов.

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей с преимущественно осветительной нагрузкой отличается большой неравномерностью в различное время суток. Электрическая нагрузка промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима работы и числа смен.

1.3 Обоснование объемов реконструкции

Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции - 497 МВт, тепловая мощность - 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. ВТЭЦ-2 является основным источником по обеспечению производственным паром, тепловой и электрической энергией промышленности и населения г. Владивостока. Это самая мощная станция в системе ДГК на территории Приморского края. Она является крупнейшим

энергообъектом юга региона, обеспечивая 60% потребностей города Владивостока электрической энергией и 63% - тепловой [17].

Рассмотрим существующую схему подстанции 220/110/6 кВ «Волна»:

- ОРУ 220 кВ - №220-7 – «Четырехугольник»;
- ОРУ 110 кВ - №110-12 – «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин»;
- ЗРУ-1 6 кВ - № 6-1 – «Одна, секционированная выключателем, система шин»;
- ЗРУ-2 6 кВ - № 6-1 – «Одна, секционированная выключателем, система шин».

На подстанции установлено 4 силовых трансформатора:

- 2хАТДЦТН – 125000/220/110/6 У1;
- 2хТРДЦН – 40000/110/6 УХЛ1.

Укажем основные параметры питающих ЛЭП. Данные по линиям электропередач: сечения и протяженность сведены в таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Параметры питающих ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка, сечение	Протяженность, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная	АСО-300	78 (отп.АСО-300, 1 км)
ВЛ 220 кВ Волна – Зеленый угол	АСК-300/66	11,4
ВЛ 110 кВ Волна – Чайка	АС-120	8,8
ВЛ 110 кВ Волна – Бурун	АС-120	2,8
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	АСО-300	2,5
ВЛ 110 кВ Волна – ВТЭЦ-1 с отпайкой на ПС 1Р/Т	АСК-240	17,7

В таблице 1.2 приведены исходные параметры строящихся линий электропередач.

Таблица 1.2 – Параметры питающих ЛЭП

Наименование ЛЭП	Протяженность, км
1	2
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна №1	27,5
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна №2	27,5

Таким образом, реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Волна» подразумевает расширение распределительного устройства 110 кВ, далее рассмотрены различные варианты расширения, наиболее предпочтительный – комплексная реконструкция распределительного устройства со строительством двух новых ячеек 110 кВ:

- В 110 ВЛ ВТЭЦ-2 №1;
- В 110 ВЛ ВТЭЦ-2 №2.

В дальнейшем требуется выполнить расчет сечений новых ЛЭП, произвести выбор нового оборудования расширяемых ячеек.

Для расчета потребуются выполнить также выполнить расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной главе необходимо выполнить расчет электрических нагрузок с учетом перспективы развития региона и роста энергопотребления. После чего необходимо проверить и, при необходимости, выбрать новые силовые трансформаторы.

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок производится по различным способам. Главным образом, следует определить исходные данные. Итак, в результате прохождения практики были получены параметры контрольных замеров за 2022 год, произведенные зимой (21.12.2022). В результате, была выбрана максимальная величина активной мощности. Также для дальнейших расчетов требуется величина коэффициента мощности, усреднённого для потребителя данного энергообъекта. Преобладающим типом нагрузки на ПС 220/110/6 кВ «Волна» является бытовая нагрузка.

В качестве примера, покажем расчет для нагрузок, необходимых для выбора и проверки силовых трансформаторов 110/6 кВ, для силовых автотрансформаторов 220/110/6 кВ расчет произведен в приложении А. Итак, по результатам анализа контрольных замеров получим:

$$P_{н.кз} = 25 \text{ МВт}$$

Максимальная мощность:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (2.1)$$

где t_i - год снятия контрольного замера (2022 г);

t_j - прогнозный год (2028 г).

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2.2)$$

где K_{max} - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (2.3)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 220 кВ Волна:

$$P_{max} = 25 \cdot (1 + 0,019)^{2028-2022} = 28 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \frac{28}{1,2} = 23,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = 23,3 \cdot 0,62 = 14,4 \text{ Мвар}$$

$$Q_{max} = 25 \cdot 0,62 = 17,3 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} - tg\phi_{норм}) \quad (2.4)$$

где $tg\phi_{норм}$ - предельный коэффициент мощности;

P_{cp} - средняя мощность, МВт.

Для ПС 220 кВ Волна:

$$Q_{ку.треб} = 23,3 \cdot (0,62 - 0,4) = 5,1 \text{ Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку.треб} \quad (2.5)$$

$$Q_{неск} = 17,3 - 5,1 = 12,2 \text{ Мвар}$$

Далее определяем нагрузку с учетом потерь мощности в трансформаторе и в устройствах компенсации. Итак, потери мощности в компенсирующих устройствах:

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot Q_{ку.треб} \quad (2.6)$$

Общая активная мощность с учетом потерь:

$$P_{р.общ} = P_{макс} + \Delta P_{ку} \quad (2.7)$$

Расчетная нагрузка на шинах 220 кВ с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p^{\wedge} = \sqrt{P_{р.общ}^2 + Q_{неск}^2} \quad (2.8)$$

Для ПС 220 кВ Волна:

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 5,1 = 0,01 \text{ МВт}$$

$$P_{р.общ} = 27,999 + 0,1 = 28 \text{ МВт}$$

$$S_p^{\wedge} = \sqrt{28^2 + 12,2^2} = 30,6 \text{ МВА}$$

Потери мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p^{\wedge} \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p^{\wedge} \quad (2.10)$$

Для проверяемого трансформатора 110/6 на ПС 220 кВ Волна:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 30,6 = 0,611 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 30,6 = 3,1 \text{ Мвар}$$

Полная расчетная мощность на шинах 110 кВ:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} \quad (2.11)$$

Для ПС 220 кВ Волна:

$$S_p = \sqrt{(28 + 0,611)^2 + (12,2 + 3,1)^2} = 32,4 \text{ МВА}$$

В результате, данную мощность будем использовать для выбора и проверки силового трансформатора 110/6 кВ.

Расчет для силового автотрансформатора 220/110/6 кВ аналогичен и представлен в приложении А. В данном случае нагрузку рассчитываем для основной стороны 220 кВ. Результаты расчета нагрузок приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета электрических нагрузок

Основная сторона	Максимальная активная мощность, МВт	Нескомпенсированная мощность, Мвар	Активные потери в трансформаторе, МВт	Реактивные потери в трансформаторе, МВт	Расчетная приведенная полная мощность, МВА
1	2	3	4	5	6
110 кВ	28	12,2	0,611	3,1	32,4
220 кВ	41	20,0	1,0	5,0	70,4

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов производится по требуемому номинальному напряжению сторон и номинальной мощности. Проверка силовых трансформаторов производится по коэффициентам загрузки в нормальном и аварийном режимах. Аварийный режим характеризуется

отсутствием одного трансформатора при его аварийном отключении или ремонте (резерве).

Итак, для выбора силового трансформатора требуется вычислить расчетную мощность трансформатора:

$$S_{т.расч} = \frac{S_p}{n_t \cdot k_{з.норм}} \quad (2.12)$$

где n_t - количество силовых трансформаторов. Для распределительных сетей и потребителей мощности особой категории принимаем – 2.

$k_{з.норм}$ - нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов данной категории надежности – принимаем равным 0,7.

Итак, для ПС 220 кВ Волна для силового трансформатора 110/6 кВ получим:

$$S_{т.расч} = \frac{32,4}{2 \cdot 0,7} = 23,2 \text{ МВА}$$

Проверке подлежит силовой трансформатор марки ТРДЦН-40000/110/6/6 УХЛ1.

Выполним проверку по коэффициентам загрузки. Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{ТР}}{2 \cdot S_{ном.т}},$$

(2.13)

$$K_3^{норм} = \frac{23,2}{2 \cdot 40} = 0,3$$

Коэффициент загрузки в режиме ремонта или аварийного отключения второго силового трансформатора:

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (2.14)$$

$$K_3^{авар} = \frac{23,2}{40} = 0,6$$

Расчет выбора и проверки силовых автотрансформаторов для стороны 220 кВ аналогичен и представлен в приложении А. Результаты расчета для всех силовых трансформаторов представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета выбора и проверки трансформаторов

Номинальное напряжение сторон, кВ	Расчетная мощность трансформаторов, МВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в аварийном режиме	Паспортная мощность установленных трансформаторов
1	2	3	4	5
110/6	23,2	0,3	0,6	40
220/110/6	70,4	0,3	0,6	125

Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов представлены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Технические характеристики установленных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТРДЦН-40000/110/6/6 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	40
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	40
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН1, кВ	6,3
Номинальное напряжение обмотки НН2, кВ	6,3
Напряжение КЗ ВН-НН, %	11,7
Потери мощности XX, кВт	125

Таблица 2.4 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-125000/220/110/6 У1
Номинальная мощность, МВА	125
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	42
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	6,6
Напряжение КЗ, СН-НН%	6,5
Напряжение КЗ, ВН-СН%	11,5
Напряжение КЗ, ВН-НН%	17,5
Потери мощности XX, кВт	215

Итак, были проверены силовые трансформаторы для 3-х классов напряжения рассматриваемой подстанции:

- 2 силовых автотрансформатора напряжением 220/110/6 кВ марки АТДЦТН-125000/220/110/6 У1;

- 2 силовых трансформатора напряжением 110/6 кВ с расщепленной обмоткой НН марки ТРДЦН-40000/110/6/6 УХЛ1.

Принято решение оставить существующие силовые трансформаторы и автотрансформаторы. В дальнейших расчетах будем принимать в качестве исходных данных параметры, представленные в таблицах 2.3 и 2.4.

2.3 Выбор конструкции и сечений строящихся линий

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по соотношению [2]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{mp}^2 + Q_{mp}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (2.15)$$

где P_{mp} – активная мощность транзита по стороне высокого напряжения, МВА (получено значение в ходе прохождения преддипломной практики);

Q_{mp} – реактивная мощность транзита по стороне высокого напряжения, МВА;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Проектируемую подстанцию питает двухцепная связь. Итак, выполним расчет для проектируемой питающей линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{220^2 + 47^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,590 \text{ кА} \cdot$$

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

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \tag{2.16}$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

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

Принимаем значения коэффициентов из справочных данных:

$$\alpha_i = 1,2,$$

$$\alpha_t = 1,07,$$

$$I_P = 0,59 \cdot 1,2 \cdot 1,07 = 0,758 \text{ кА} \cdot$$

В условиях отключения одной из цепей, величина расчетного послеаварийного тока составляет:

$$I_{p.послеавар} = 758 \cdot 2 = 1516 \text{ А} \cdot$$

Далее, согласно справочных данных [3], выбираем марку и сечение провода по значению длительно-допустимого тока. В таблице 2.5 представлен результат выбора конструкции и сечения провода.

Таблица 2.5 – Расчетные токи и сечения ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетный ток, А	Марка провода	Тип опор	Послеаварийный ток, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна №1	758	АС- 240/32	П110-2	1516	780	1600
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна №2	758	АС- 240/32	П110-2	1516	780	1600

Двухцепная нормальная (решетчатая) опора П110-2 выполнена в виде одностоечной свободностоящей пространственной решетчатой конструкции из стального уголка с расширенным основанием. Опора имеет размер нижнего основания в осях фундамента $\square 2,5$ м. По высоте промежуточная опора П110-2 имеет рядовое исполнение. Общая высота опоры составляет 31 м, высота до нижней траверсы – 19 м.

Опора выполнена с тросостойкой для одного грозотроса. Схема подвески проводов на опоре запроектирована со смешанным расположением фаз. Удержание проводов и тросов при нагрузках, действующих от веса изоляционной подвески и проводов трассы, производится за счет их подвесного крепления к траверсам опоры.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И НАИБОЛЬШИХ РАБОЧИХ ТОКОВ

В данной главе необходимо выполнить следующий объем расчетов:

- выполнить составление схемы замещения участка сети;
- выполнить расчет параметров схемы замещения;
- выполнить расчет симметричных токов КЗ для участка сети;
- выполнить расчет несимметричных токов КЗ для участка сети;
- выполнить расчет периодической составляющей максимального тока КЗ для проверки оборудования;
- выполнить расчет аperiodической составляющей максимального тока КЗ для проверки оборудования;
- выполнить расчет ударного тока КЗ в начальный момент времени для расчета динамической устойчивости токам КЗ первичного оборудования подстанции;
- выполнить расчет максимальных рабочих токов реконструируемых присоединений.

3.1 Составление схемы замещения и расчет ее параметров

Составим схему замещения рассматриваемой сети для расчета токов трёхфазного, двухфазного и однофазного КЗ в расчетных точках. На рисунке 2 изображена схема замещения прямой (обратной) последовательности.

Далее определим основные параметры схемы замещения.

Сопrotивление системы прямой последовательности определяется как:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} \quad (3.1)$$

Покажем для примера расчет сопротивления системы для максимального режима:

$$Z_c = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 4,2} = 31,6 \text{ Ом}$$

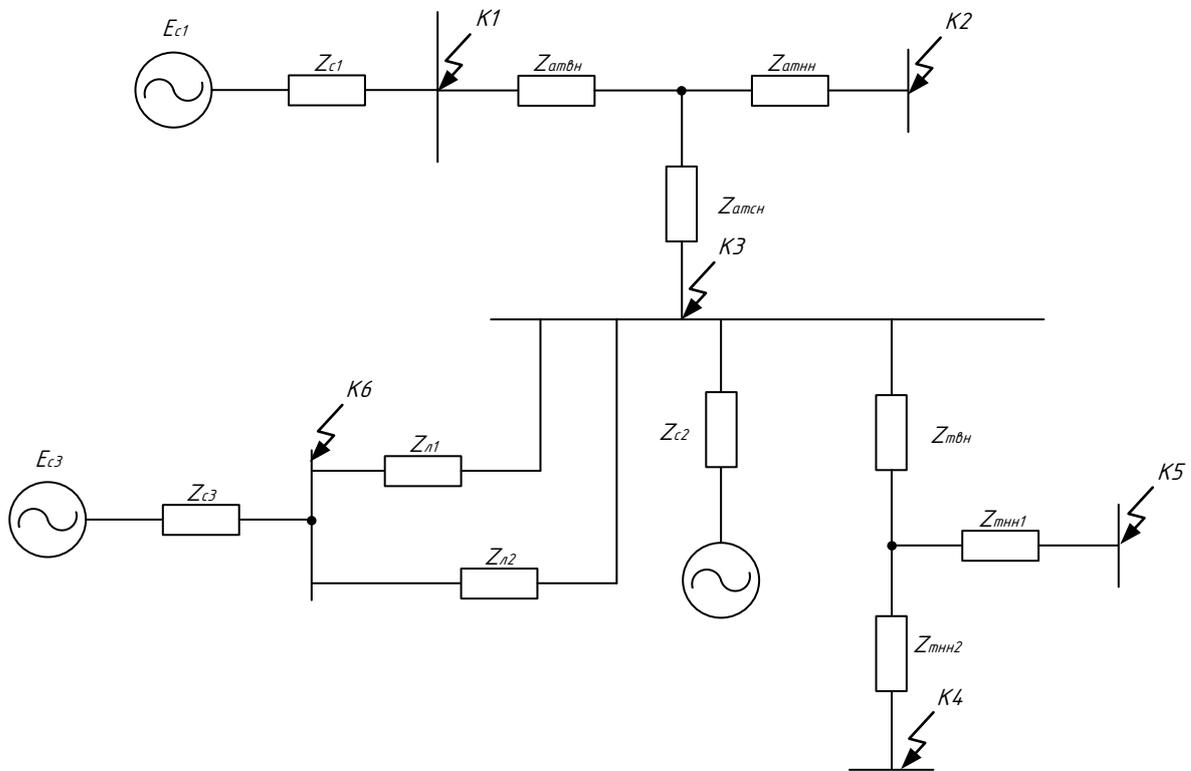


Рисунок 3.1 – Схема замещения сети прямой последовательности

Параметры воздушных линий. Расчетные параметры оборудования примем на основании справочных данных [9]. Для примера покажем расчет для линии 110 кВ ВТЭЦ-2 – Волна №1(2).

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом / км ;}$$

$$x_0 = 0,405 \text{ Ом / км .}$$

Активное сопротивление рассматриваемой линии:

$$R_l = r_0 \cdot l_{вл} \tag{3.2}$$

$$R_l = 0,12 \cdot 27,5 = 3,3 \text{ Ом .}$$

Реактивное сопротивление рассматриваемой линии:

$$X_l = x_0 \cdot l_{вл} \quad (3.3)$$

$$X_l = 0,405 \cdot 27,5 = 11,1 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии, Ом:

$$Z_l = \sqrt{R_l^2 + X_l^2} \quad (3.4)$$

$$Z_l = \sqrt{3,3^2 + 11,1^2} = 11,6 \text{ Ом}.$$

Параметры трансформаторов.

$$Z_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (3.5)$$

Для примера выполним расчет сопротивления двухобмоточного трансформатора:

$$Z_m = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 10^3}{40000} = 23,7 \text{ Ом}$$

Результаты расчета далее будут сведены в единую таблицу, выполняющую роль итоговых значений токов короткого замыкания в сети.

Перед выполнением дальнейшего расчета несимметричных коротких замыканий в расчетных точках требуется выполнить расчет параметров нулевой последовательности схемы замещения нулевой последовательности, соответственно.

Подробный расчет остальных параметров сети приведен в Приложении А.

Далее представлена схема замещения нулевой последовательности (Рисунок 3.2)

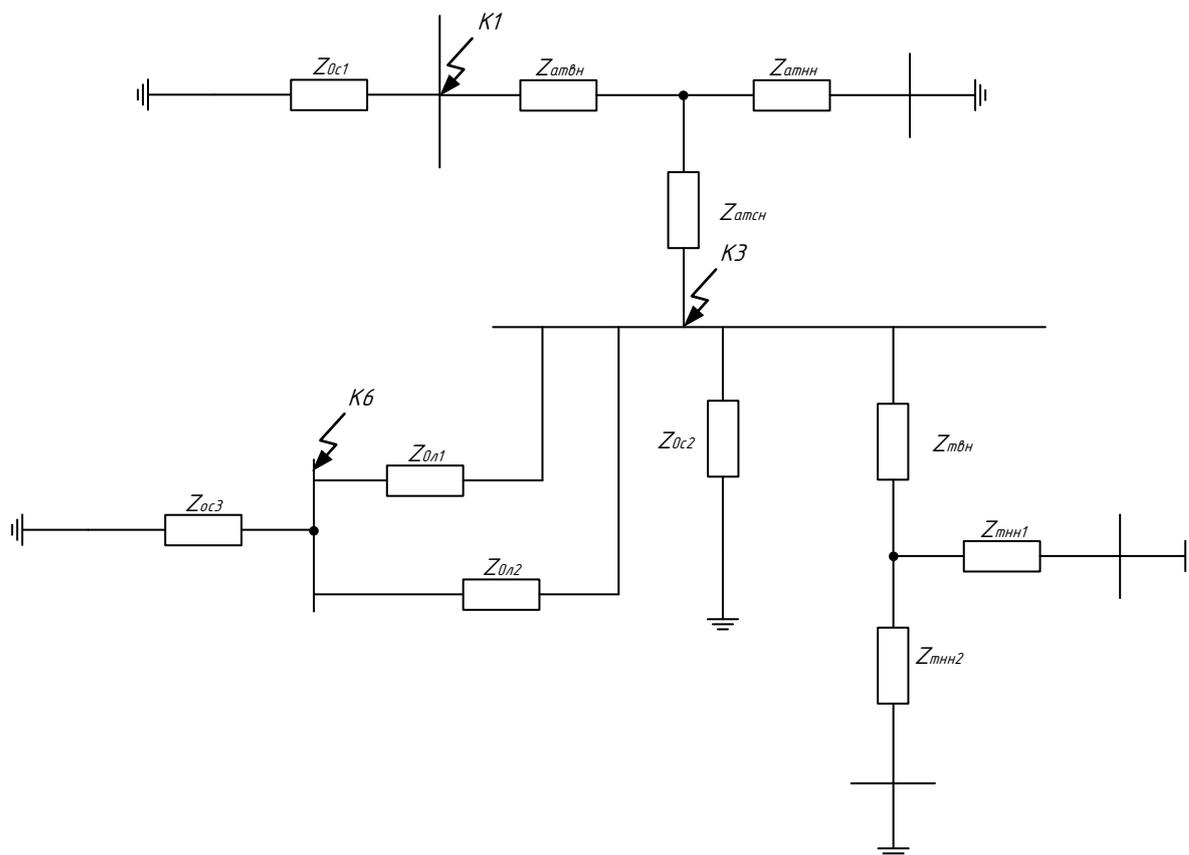


Рисунок 3.2 – Схема замещения сети нулевой последовательности

Для схемы замещения нулевой последовательности требуется выполнить расчет некоторых параметров схемы. Для линий в одноцепном исполнении без грозозащитного троса:

$$Z_{0л} = (3 \div 3,5) \cdot Z_l \quad (3.6)$$

Для силовых трансформаторов допускается принимать:

$$Z_{0m} = Z_m \quad (3.7)$$

Для системы допускается принимать:

$$Z_{0c} = (1,5 \div 1,8) Z_c \quad (3.8)$$

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Формулы для определения периодической составляющей токов трёхфазного, двухфазного и однофазного КЗ, А:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_{C.cр}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ПП\Sigma}}, \quad (3.9)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (3.10)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{C.cр}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ПП\Sigma} + Z_{ОП\Sigma} + Z_{НП\Sigma})}. \quad (3.11)$$

где $E_{C.cр}$ - величина эквивалентной ЭДС;

$Z_{ПП\Sigma}$ - значение суммарного сопротивления прямой последовательности;

$Z_{ОП\Sigma}$ - значение суммарного сопротивления обратной последовательности (принимается равным значению прямой последовательности);

$Z_{НП\Sigma}$ - значение суммарного сопротивления нулевой последовательности.

В качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К-1 в максимальном режиме.

$$Z_{эвкК1} = \frac{Z_{c1.макс} \cdot Z_2}{Z_{c1.макс} + Z_2} \quad (3.12)$$

$$Z_{\text{экв}K1} = \frac{31,6 \cdot 52,7}{31,6 + 52,7} = 19,76 \text{ Ом}$$

Далее необходимо определить сопротивление нулевой последовательности:

$$Z_{0\text{экв}K1} = \frac{Z_{03} \cdot Z_{0c1.\text{макс}}}{Z_{03} + Z_{0c1.\text{макс}}} \quad (3.13)$$

$$Z_{0\text{экв}K1} = \frac{41,1 \cdot 63,2}{41,1 + 63,2} = 24,91 \text{ Ом}$$

Все промежуточные значения сопротивлений и процесс преобразований для схем замещения в различных режимах работы сети представлен в приложении Б

Далее определяем суммарное значение тока в расчетной точке. Ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 19,8} = 6,72 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ в расчетной точке:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,72 = 5,82 \text{ кА.}$$

Ток однофазного КЗ в расчетной точке:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 19,76 + 24,91)} = 6,2 \text{ кА.}$$

Расчет для остальных значений токов приведен в приложении А, результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Уровни токов КЗ в расчетных точках сети

Расчетная точка КЗ	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Максимальный режим			
К1	6,72	5,82	6,2
К2	7,3	6,3	-
К3	12,9	11,2	19,1
К4	9,0	7,8	-
К5	9,0	7,8	-
К6	12,0	10,4	10,1
Минимальный режим			
К1	4,2	3,6	4,5
К2	4,0	3,4	-
К3	4,1	3,6	6,2
К4	3,8	3,3	-
К5	3,8	3,3	-
К6	3,1	2,6	3,2

3.3 Расчет токов для проверки оборудования

Перед началом расчета выбора и проверки основного оборудования подстанции следует выполнить расчет токов КЗ, требуемых для проверки данного оборудования. В частности, требуется дополнительно рассчитать:

- периодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- апериодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- величину и длительности ударного тока КЗ в расчетных точках;
- величины максимальных рабочих токов по присоединениям.

Номинальный ток силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.т.i} = \frac{S_{ном.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}} \quad (3.14)$$

где $S_{ном.i}$ – номинальная мощность обмотки трансформатора, кВА;

$U_{ном.i}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ;

Рассчитаем рабочие токи по сторонам силового трансформатора.

Для обмотки ВН силового автотрансформатора ПС 220/110/6 кВ «Волна», А:

$$I_{ном.т.ВН} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 314 \text{ А}.$$

Для обмотки СН силового автотрансформатора ПС 220/110/6 кВ «Волна», А:

$$I_{ном.т.СН} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 600 \text{ А}.$$

Для обмотки НН силового автотрансформатора ПС 220/110/6 кВ «Волна», А:

$$I_{ном.т.НН} = \frac{42000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3674 \text{ А}.$$

Величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ равна:

$$I_{i.a} = \sqrt{2} \cdot I_{i.n} \quad (3.15)$$

где $I_{i.n}$ – величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ, рассчитана ранее в п.3.3, кА.

Для расчетной точки К-1 расчетным током КЗ является ток 3-фазного КЗ. Значит, используем далее в качестве периодической составляющей именно этот ток.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 6,72 = 9,5 \text{ кА}$$

Величина расчетного ударного тока КЗ можно определить по кривым токов КЗ, но для упрощения расчета можно воспользоваться расчетными данными для ударных коэффициентов. Итак, соотношения для определения ударной составляющей тока равна:

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (3.16)$$

где $k_{y\delta}$ - величина ударного коэффициента. Определяется согласно справочным данным для каждой расчетной точки [12]. Подробно расчет представлен в приложении Б.

Для расчетной точки К-1:

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,72 = 16,9 \text{ кА}$$

Величины токов для остальных расчетных точек представлен в приложении Б. Результаты расчета составляющих токов КЗ для выбора и проверки оборудования сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета составляющих токов КЗ

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударная составляющая тока КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-1 (220 кВ)	3-фазное	6,72	9,5	16,9
К-2 (6 кВ)	3-фазное	7,3	10,3	18,4
К-3 (110 кВ)	1-фазное	19,2	27,2	48,3
К-4 (6 кВ)	3-фазное	9,0	12,7	22,7

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе производится, главным образом, выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 220/110/6 кВ «Волна», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать конструктивное исполнение распределительных устройств;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для всех классов напряжения;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- разработать систему оперативного тока объекта;
- произвести выбор и проверку трансформаторов собственных нужд;
- разработать систему диспетчерской и технологической связи и системы сбора и передачи информации.

4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства.

При строительстве новых подстанций наиболее актуальным является использование элегазовых комплектных распределительных устройств для напряжений 110 кВ и выше. На более низкое напряжение применение КРУЭ требует дополнительного технико-экономического обоснования.

Новые механизмы КРУЭ заимствованы из элегазовых аппаратов наружной установки производства «Электроаппарат». Долговечность элементов, подтвержденная 40 летней эксплуатацией в самых тяжёлых условиях, гарантирует КРУЭ качество и надежность высочайшего уровня.

КРУЭ оснащаются интеллектуальными цифровыми устройствами управления и контроля, цифровыми оптическими трансформаторами тока и напряжения, обеспечивающие обмен данных по протоколу МЭК 61850 и МЭК 61850-9.2LE.

Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз — это специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь используемая под КРУЭ составляет порядка 10-20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

К основным преимуществам КРУЭ относятся:

1. Взрыво- и пожаробезопасность
2. Возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью
3. Отсутствие электрических и магнитных полей
4. Безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа
5. Малая занимаемая площадь
6. Замена и расширение в пределах существующих границ подстанции

Из представленных выше аргументов, а также исходя из основной цели работы, делается вывод о целесообразности применения КРУЭ на реконструируемой подстанции на напряжение 110 кВ.

Для напряжения 6 кВ конструктивное исполнение распределительных устройств представляет собой КРУН. Комплектные распределительные

устройства наружной установки представляют собой полностью автономные здания с ячейками, где применены вакуумные выключатели, отдельными отсеками РЗА и выкатными элементами. Данный тип распределительных устройств является наиболее надежным и недорогим для данных классов напряжения.

ОРУ 220 кВ реконструкции в рамках выпускной квалификационной работы не подлежит, однако, будет подвержено проверке все основное оборудование 220 кВ.

4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

При разработке типа схемы распределительного устройства следует руководствоваться, прежде всего:

- мощностью силового оборудования;
- категорией надежности потребителей;
- количеством отходящих присоединений.

На ПС 220/110/6 кВ «Волна» 4 распределительных устройства, среди которых:

- ОРУ 220 кВ;
- ОРУ 110 кВ;
- ЗРУ-1 6 кВ;
- ЗРУ-2 6 кВ.

соединяющие их силовые трансформаторы:

- АДЦТН-125000/220/220/6 У1;
- ТРДЦН-40000/110/6 УХЛ1.

На стороне 220 кВ применяется схема 7 (четырёхугольник). Данная схема применяется для классов напряжений 110-220 кВ. Основное преимущество данного типа схемы – наличие двух выключателей на присоединение, главным же недостатком – глухое присоединение силовых трансформаторов к шинам. Схема применяется при мощности подключаемых трансформаторов выше 40 МВА.

На стороне 110 кВ принимаем схему 13 (две рабочие системы шин). Она применяется на напряжении 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин. Схему с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

На стороне 6 кВ принимаем схему 6-1: одна секционированная выключателем система шин. Применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции. При этом, для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд на подстанции используется РУ 6 кВ.

4.3 Проверка оборудования ОРУ 220 кВ

4.3.1 Проверка выключателей

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.1)$$

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

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения при работе ступеней защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование, равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (4.2)$$

где t_{pz} - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 3 с.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.3)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

В составе ОРУ 220 кВ проверке подлежит выключатель У-220/20-1000 УХЛ1. Для данного выключателя ток отключения составляет 20 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,1 с. Выполним расчеты, согласно формул.

$$t_{откл} = 3,0 + 0,1 = 3,1 \text{ с}$$

$$B_k = 6,72^2 (3,1 + 0,02) = 141 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 20 = 11 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ОРУ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	1000	313
Номинальный ток включения/отключения, кА	20	6,72
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	11	9,5
Ток термической стойкости, кА	20	6,72
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	1230	141
Ток динамической стойкости, кА	31,5	16,9

Таким образом, выключатель У-220/20-1000 УХЛ1 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке на ОРУ 220 кВ.

4.3.2 Выбор и проверка разъединителей

Проверке подлежат разъединители трёхполюсные РГ-2-220П/1000-40 УХЛ1. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей ОРУ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	1000	313
Ток термической стойкости, кА	25	6,72
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	1230	141
Ток динамической стойкости, кА	40	16,9

4.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению номинальному току присоединения. Проверка производится по нагрузке на цепи вторичной коммутации, питающиеся от измерительных трансформаторов тока.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (4.4)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем равенство $Z_2 \approx R_2$.

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (4.5)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди. Максимальные сечения, соответственно – 6 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6
Итог			2,4	2,4	2,4
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итог	-	-	2,4	2,4	2,4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (4.6)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.7)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (4.8)$$

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

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

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (4.9)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.10)$$

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

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.11)$$

Проверке подлежит трансформатор тока элегазовый ТОГФ-220Ш

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{2,4}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ТР}} = 20 - 0,1 - 0,05 = 19,8 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,47} = 0,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7,0 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,1 + 7 + 0,05 = 7,1 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки	300/600	313
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	6,72
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	16,9
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,1
Классы точности	10P/5P/0,5S/0,2S	

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока ТОГФ-220Ш.

4.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26

Выполним проверку для трансформатора напряжения в составе ОРУ 220 кВ ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1. Выполним расчет полной мощности вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1 представлено в таблице 14.62.

Таблица 4.6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31
Классы точности	3Р/0,5S/0,2S	

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе ОРУ 220 кВ ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1.

4.3.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Ошиновка гибких связей 220 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения выполняется сталеалюминевыми проводами и располагается на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах.

Шины и шинные конструкции гибкой ошиновки требуется проверить по динамическим воздействиям при токах КЗ. На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 240/24, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (4.12)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.13)$$

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

r_0 – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{CP} \cdot \lg \frac{r_o}{r_o}} \quad (4.14)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 500}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ / см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot 38,98 \geq 0,9 \cdot 34,2$$

$$41,7 \geq 30,78$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-240/24.

4.3.6 Выбор и проверка изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [3]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.15)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (4.16)$$

На стороне 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 16-220-46-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120 \text{ мм}$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (4.17)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{16,9^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,6 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (4.18)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч} = 650 \text{ Н} \leq F_{доп} = 3750 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке на ОРУ 220 кВ.

4.3.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением от 3 до 1150 кВ

переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/252/10/900 УХЛ1. Основные технические параметры ОПН представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Основные характеристики ОПН 220 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	252	252
Длительное рабочее напряжение, кВ	220	220
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Ток взрывобезопасности, кА	30	6,72
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	10	1,35

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (4.20)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (4.21)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (4.22)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z = 470$).

$$\mathcal{E}^{220} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (4.23)$$

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{297}{220} = 1,35 \text{ кДж / кВ}$$

4.4 Проверка оборудования КРУЭ 110 кВ

Для распределительного устройства 110 кВ примем к установке КРУЭ компании Электроаппарат марки ЯГГ-110.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 2 и 3.

Проведем проверку для КРУЭ 110 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

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

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$3150 \text{ А} \geq 80 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую

стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\text{к}} = 19,2^2 \cdot 3,106 = 1146 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1146 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры выбора КРУЭ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1146 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 110 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

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

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$3150 \text{ А} \geq 600 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{нт}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 19,2 \text{ кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\beta_{ном} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 40,5} = 0,65$$

$$i_{\alpha,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 40,5 = 37,2 \text{ кА};$$

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 19,2 \cdot 0,65 = 17,6 \text{ кА}$$

$$37,2 \text{ кА} \geq 17,6 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{п.о}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 19,2 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 48,3 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}$$

$$B_{к} = 19,2^2 \cdot 3,156 = 1168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Условия выбора и проверки силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 17,64 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 17,64 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 110 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 4.9. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 4.9 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ:

5) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

5) По току:

$$I_{маx} \leq I_{ном}$$

$$600 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 48,3 \text{ кА}$$

5) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$4920 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1168 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

В таблице 4.10 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 110 кВ [24].

Таблица 4.10 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
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	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные

условия приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 38,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ:

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 4.12 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотомер	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52\text{ВА} \leq 100\text{ВА}$$

Таблица 4.13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 110 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому, в соответствие с методикой изложенной в [21]:

$$I_{\text{раб.мах.110}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.24)$$

где $I_{\text{раб.мах.110}}$ - рабочий максимальный ток, А;

k_1 -поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 - поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 - поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{доп}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{доп}$ - длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-240 с длительно допустимым током $I_{доп} = 792$ А .

Расшифровка кабеля:

А- Алюминиевая токопроводящая жила

Пв- Изоляция из сшитого полиэтилена

Б- Броня из двух стальных лент

В- Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.110}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 792 = 689 \text{ А}$$

$$600 \text{ А} \leq 689 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПвП с сечением 240 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

4.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 6 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 6 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУ 6 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ наружной установки 6 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки КРУ-СЭЩ-59 со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-6-40,5/4000 У2.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 4.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в главах 2 и 3.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 3674 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки КРУ-СЭЩ-59 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 6 кВ.

Проверяем ВВУ-СЭЩ-ПЗ-6-40,5/4000 У2

Таблица 4.15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3674 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 9 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 27,3 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 12,7 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 9 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 9 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 6 кВ.

Таблица 4.16– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
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	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЩ-6-4000-/0,5/10Р У2.

Таблица 4.17 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока во вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 4500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3700 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,7 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 4.18 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.19 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 4500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$

Продолжение таблицы 4.19

1	2	3
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Таблица 4.20 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-6-4000-/0,5/10Р У2.

Таблица 4.21 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{ном} = 4500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{н}$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-6-У2.

Таблица 4.22 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 4.23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

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

Трансформаторы напряжения на стороне 6 кВ защищаются с помощью предохранителей.

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,01 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-10-2-50 У1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.24 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,01 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

В качестве токопровода для связи КРУ 6 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 880 \text{ А}$.

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АД31Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 4480 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$3674 \text{ А} \leq 4480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$W_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 19,2^2 \cdot 1 = 369 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$369 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{369 \cdot 10^6}}{90} = 213 \text{ мм}^2$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$213\text{мм}^2 \leq 480\text{мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м}$$

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

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1236 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 74,2 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$74,2 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.25 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{ном}} = 4480 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 3674 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 369 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 213 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 74 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

4.6 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (4.25)$$

На стороне 6 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИОР-6-7,5 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{22700^2}{0,2} = 620 \text{ Н}$$

Таблица 4.26 – Выбор опорных изоляторов ИОР-10-7,5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{доп} = 4500 \text{ Н}$	$F_{расч} = 620 \text{ Н}$	$B_k \leq B_{к.ном}$

4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{TCH} = \frac{\sum S_{CH}}{2 \cdot k_3} \quad (4.26)$$

Расчетные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 4.27.

Таблица 4.27 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
1	2
Система охлаждения трансформаторов	24
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5
Подогрев шкафов в КРУ	3
Подогрев релейных шкафов	1,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30

1	2
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	5
Итого	641

$$S_{TCH} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА}$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТМГ-630.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{з.норм} = \frac{457}{2 \cdot 630} = 0,36,$$

$$k_{з.авар} = \frac{457}{630} = 0,73.$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

4.8 Выбор аккумуляторных батарей

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}},$$

(4.27)

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки;

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (4.28)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (4.29)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{пер} \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (4.30)$$

где $I_{Т\max}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{Т\max} = 1269 \text{ А};$$

$k_{\text{пер}} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{пз}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (4.31)$$

$$I_{\text{пз}} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (4.32)$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

4.9 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

1) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

3) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока.

Из вышеописанного следует, что для проектируемой подстанции, по требованию высокой надежности, подойдет только постоянный оперативный.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции используется система постоянного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания и будут находиться в режиме постоянного подзаряда от ВЗП, являющимся постоянным источником питания СОПТ.

4.10 Проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Параметры выбранных ОПН внесены в таблицу 6.2.

На всех классах напряжений использованы ОПН третьего класса энергоемкости.

Таблица 4.28 – Параметры ОПН на ПС 220/110/6 кВ «Волна»

Тип ОПН	ОПН– 220/172/10/550	ОПН- 110/72/10/ 400	ОПН- 6/4,5/10/550
1	2	3	4
Класс напряжения сети, кВ	220	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	$298/\sqrt{3}$	$47/\sqrt{3}$	$19/\sqrt{3}$
Номинальный разрядный ток, кА	10	10	10
Остающееся напряжение, кВ	596	67	37
Ток пропускной способности- амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550	400	550
Длина пути утечки, см	630	227	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5	4,5	4,5

Выбранные в разделе ОПН обеспечат безопасность подстанции от коммутационных и набегающих волн грозовых перенапряжений.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Данная глава посвящена вопросу выбора устройств релейной защиты и автоматики на ПС 220/110/6 кВ «Волна» для вновь вводимых ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна I цепь и ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна II цепь и расчету параметров настройки выбранных устройств.

5.1 Выбор принципов релейной защиты и автоматики линии

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ($0,6 U_{ном}$) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее:

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии изложенных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

В качестве устройств защиты двухцепной ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Волна принимаем защиты марки ЭКРА:

- терминал основных защит БЭ 2704 021
- терминал резервных защит и автоматики управления выключателем БЭ 2704 011.

В состав обоих комплектов входит:

- 5-ступенчатая ДЗ;
- 6-ступенчатая ТЗНП;
- МТО;
- УРОВ;
- АПВ;
- АРПТ;
- АУВ.

5.2 Дистанционная защита линии

Расчет для 1 ступени ДЗ.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (5.1)$$

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

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot 11,6 = 9,9 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени, как правило принимается равной минимально возможному значению (~ 0 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

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

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(Z_{л} + \frac{Z_m}{K_{ток}} \right) \quad (5.2)$$

Отстройка от КЗ за трансформатором Т1:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(11,6 + \frac{21,5}{0,803}\right) = 32,6 \text{ Ом}$$

Отстройка от КЗ за трансформатором АТ:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(11,6 + \frac{23,8}{0,676}\right) = 39,7 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты смежных линий:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л2} \quad (5.3)$$

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 11,6 + \frac{0,66}{0,537} \cdot 6,8 = 18,2 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выбираем значение по условию 2.

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

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.с.м}^I + \Delta t, \quad (5.4)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}$$

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

$$k_{ч1}^{II} = \frac{Z_{с.31.1}^{II}}{Z_{л}} , \quad (5.5)$$

$$k_{ч1}^{II} = \frac{18,2}{11,6} = 1,57 \geq 1,5$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [2]:

$$Z_{с.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{НОМ} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\phi_l - \phi_{раб})}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{нагр}} , \quad (5.6)$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_v = 0,85$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$$Z_{с.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(73,5 - 30)}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1000} = 34,6 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а так же отстроенная от периода качаний (обычно, более 1,5 с):

$$t_{с.3}^{III} = t_{с.3.сМ}^{II} + t_{кач} + \Delta t , \quad (5.7)$$

$$t_{с.3}^{III} = 2,0 + 1,6 + 0,5 = 4,1 \text{ с}$$

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

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.3}^{III}}{Z_{л} + Z_{сМ.л}} \quad (5.8)$$

$$k_q^{III} = \frac{34,6}{18,4} = 1,9 > 1,5$$

Результаты и подробный расчёт представлен в приложении В.

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{мч})}{2} \quad (5.9)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}} \quad (5.10)$$

где $Z_{уст}$ - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{мч}$ - угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{9,9 \cdot (1 + \sin 73,5)}{2} = 9,7 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{9,9}{2 \cdot \sin 73,5} = 5,1 \text{ Ом}$$

На основании полученных расчетов, строится характеристика ДЗ, которая является определяющей в составе программного обеспечения терминала ЭКРА. Подробный расчет приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчета ДЗ

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	9,67	0,97
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	5,1	0,51
Наклон характеристики I ступени, °	73,5	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	17,8	1,8
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	9,5	0,95
Наклон характеристики II ступени, °	73,5	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	33,8	3,4
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	18,8	1,9
Наклон характеристики III ступени, °	73,5	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,6	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	4,1	

5.3 Токовая защита нулевой последовательности

Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах и подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах противоположной ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (5.11)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$ - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз.дип}^I = 1,3 \cdot 10100 = 12000 \text{ A}$$

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (5.12)$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot I_{0.сз.смеж}^I \quad (5.13)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.сз.смеж}^I$ - ток срабатывания первой ступени защиты предыдущего участка.

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1430 = 9300 \text{ A}$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (5.14)$$

где $t_{УРОВ}$ - время работы УРОВ смежной ПС (0,3 с) на ПС Б отсутствует.

$$t_{сз}^{II} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{0.сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (5.15)$$

$$I_{0.сз}^{III} = 1,1 \cdot 1000 = 1100 \text{ A}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{согл} + \Delta t \quad (5.16)$$

$$t_{сз}^{III} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0.\text{сз}}^{\text{III}}} \quad (5.17)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3300}{1000} = 3 \geq 1,5$$

Ток срабатывания 4 степени выбирается:

– по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором противоположной ПС;

– по условию отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{0.\text{сз}}^{\text{IV}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.транс.3ф}} \quad (5.18)$$

$$I_{0.\text{сз}}^{\text{IV}} = 0,9 \cdot 314 = 283 \text{ A}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми степенями защит смежных трансформаторов.

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{IV}} = \frac{1725}{283} = 6 \geq 1,5$$

5.4 Токовая отсечка линии

Покажем расчет токовой защиты для линии. Питание сети – одностороннее.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} \quad (5.19)$$

где $I_{\text{кз}}$ - ток в рассматриваемой защите при междуфазном КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТО на ПС А:

$$I_{cpMTO} = 1,3 \cdot 3900 = 5000 \text{ A}$$

Далее на рисунке 5.1 представлен графический расчет чувствительности МТО. В таблице 5.2 представлены результаты расчета токовых защит.

Таблица 5.2 – Результаты расчета ТЗНП и МТО со стороны ПС Волна

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	12000	120
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	9300	93
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	1100	11
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	283	2,8
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,5	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	2,5	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	3,0	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	5000	50
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

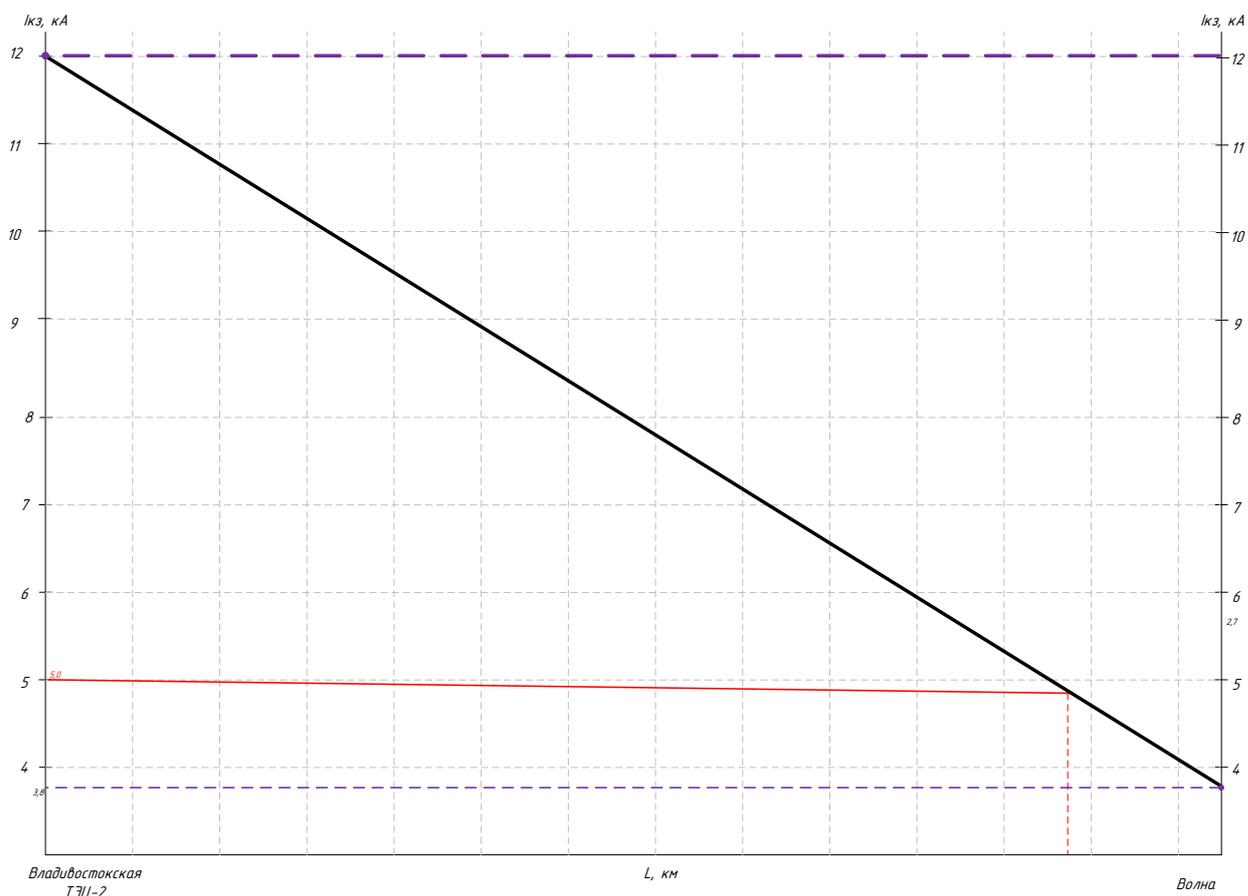


Рисунок 5.1 – Кривые спада тока 3-фазного КЗ для определения чувствительности МТО

Расчет показал достаточную чувствительность МТО и целесообразность ее применения в данной схеме.

5.5 Описание защиты шин

Дифференциальная токовая защита шин предназначена для быстрого отключения электрических цепей, включенных на сборные шины, при КЗ на сборных шинах или на любом другом оборудовании, входящем в зону действия защиты.

Зона ее действия ограничивается трансформаторами тока, к которым подключены реле защиты. В основу выполнения защиты положен принцип сравнения значений и фаз токов электрических цепей при КЗ и других режимах работы.

Для выполнения защиты дифференциальное реле РТ подключают к трансформаторам тока присоединений, как показано на рис. 1. При таком включении ток в реле всегда будет равен геометрической сумме вторичных токов присоединений.

Основанные на общем принципе, дифференциальные защиты шин могут отличаться друг от друга по схеме, что связано с приспособлением их к той или иной главной схеме подстанции. В эксплуатации находятся дифференциальные защиты шин для подстанций с одной и двумя системами шин, а также для подстанций с реактированными линиями и несколькими источниками питания.

Наибольший интерес с точки зрения обслуживания их оперативным персоналом представляют дифференциальные токовые защиты шин для подстанций с двумя системами шин с фиксированным распределением присоединений, которое часто используется как одно из средств ограничения токов КЗ в сетях 110—220 кВ.

5.6 Автоматика линии

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва (АВР), автоматического опережающего деления сети (АОДС). В рамках курсового проекта будет выбрано и описано устройство АПВ.

Будет описано устройство релейной защиты, так же не требующее расчета в рамках курсового проектирования – устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

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

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

1) воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом

отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. АПВ после действия АЧР (ЧАПВ) должно выполняться в соответствии с п.3.3.81 [8].

Устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты.

Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее — если это допустимо по условиям работы выключателя). Устройство ТАПВ двукратного действия рекомендуется принимать для воздушных линий, в особенности для одиночных с односторонним питанием. В сетях 35 кВ и ниже устройства ТАПВ двукратного действия рекомендуется применять в первую очередь для линий, не имеющих резервирования по сети.

Функции автоматики управления выключателем присоединения выполняет типовая электромеханическая панель АУВ, включающая функции АПВ, УРОВ, АУВ.

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.

5.7 Описание системы оперативного тока для цепей РЗА

Источники оперативного тока осуществляют питание цепей дистанционного управления выключателями, устройств РЗ, автоматики и других средств управления.

Питание оперативных цепей управления, цепей РЗ и других устройств, от которых зависит отключение поврежденных элементов энергосистемы и ликвидация ненормальных режимов, должно отличаться особой надежностью. Поэтому главное требование, которому должен отвечать источник оперативного тока, состоит в том, чтобы во время любых повреждений и ненормальных режимов напряжение источника оперативного тока и его мощность всегда имели достаточное значение как для безотказного действия устройств РЗ, автоматики, телемеханики и сигнализации, так и для надежного отключения и включения соответствующих выключателей. Для питания оперативных цепей применяются источники постоянного и переменного тока

Постоянный оперативный ток. В качестве источника постоянного тока служат аккумуляторные батареи с номинальным напряжением 220-110 В; на небольших подстанциях иногда применяются батареи 48 В. От аккумуляторных батарей осуществляется централизованное питание всех устройств РЗ, автоматики, цепей управления и сигнализации.

Аккумуляторная батарея подключается к сборным шинам, от которых получают питание все потребители постоянного тока. Аккумуляторные батареи обычно работают в режиме постоянного подзаряда, что позволяет обеспечить их непрерывную готовность к действию в полностью заряженном состоянии. Для этой цели на сборные шины параллельно включается постоянно работающее подзарядное устройство

Аккумуляторные батареи являются самым надежным источником питания устройств РЗ, так как они готовы к действию в любой момент времени с необходимым уровнем напряжения и мощности независимо от состояния основной сети переменного тока. В то же время у аккумуляторных батарей имеются и недостатки. Вследствие высокой надежности они устанавливаются на всех ЭС и на ПС с напряжением 110 кВ и выше. Они значительно дороже других источников оперативного тока, для них требуются подзарядные установки, специальные помещения, для их обслуживания необходим квалифицированный персонал. Из-за централизации питания создается

сложная, протяженная, дорогостоящая и требующая большого количества контрольного кабеля сеть постоянного тока.

В связи с этим на ПС в распределительных сетях 6, 10, 35, а иногда и 110 кВ получили применение источники переменного оперативного тока.

Для питания оперативных цепей переменным током используется ток или напряжение первичной сети. В качестве источника переменного оперативного тока служат трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Трансформаторы тока (ТТ) являются надежным источником питания оперативных цепей РЗ от КЗ. Вторичный ток ТТ при КЗ резко возрастает, соответственно увеличиваются вторичные напряжение и мощность ТТ, что и обеспечивает надежное питание оперативных цепей при КЗ. Однако при повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся увеличением тока на защищаемом присоединении, ток и мощность ТТ оказываются недостаточными для действия логических элементов РЗ и срабатывания выключателей. По тем же причинам ТТ нельзя использовать для дистанционного управления выключателями в нормальном режиме, а также при отсутствии напряжения (и тока) на защищаемом объекте.

Трансформаторы напряжения (ТН) и собственных нужд (ТСН), подключенные к сети, питающей защищаемый объект, непригодны для питания оперативных цепей РЗ от КЗ, так как при КЗ напряжение в этой сети резко снижается. При повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся понижением напряжения в сети, ТН и ТСН могут использоваться для питания РЗ от перегрузки и от замыканий на землю. По сравнению с аккумуляторной батареей источники переменного оперативного тока имеют меньшую стоимость, требуют менее сложного обслуживания и не нуждаются в специальном помещении.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Расчет молниезащиты

Молниезащита на ПС 220 кВ Волна будет выполняться с помощью стержневых молниеотводов, расставленных по периметру подстанции. Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет молниезащиты проводится по методике расчета для многократных стержневых молниеотводов, а именно зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

Размеры открытой части территории ПС 220 кВ Волна – 50x50 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-20, высотой 20,1 м и двумя молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 16,3 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М04. Подробный расчет представлен в приложении Г, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 16,3 \text{ м}$$

$$h_4 = 20,1 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = 28 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}i} = 0,85h_i \quad (6.1)$$

Эффективная высота молниеотвода М01:

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot 16,3 = 13,86 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002h_i)h_i \quad (6.2)$$

Для молниеотвода М01:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,3)16,3 = 17,4 \text{ м}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта: $h_x=4,9$ м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right) \quad (6.3)$$

$$r_{x1} = 17,4 \left(1 - \frac{4,9}{13,86} \right) = 11,25 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М04:

$$h_{\text{сх}ij'} = h_{\text{эф}i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (6.4)$$

$$h_{\text{сх}ij''} = h_{\text{эф}j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (6.5)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij}' + h_{cxij}''}{2} \quad (6.6)$$

$$h_{cx12}' = 13,86 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16,3)(28 - 16,3) = 11,81 \text{ м};$$

$$h_{cx12}'' = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(28 - 20,1) = 15,7 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{11,81 + 15,7}{2} = 13,75$$

Результаты расчета приведены в таблице 6.1. Графическое отображение зон защиты молниеотводов представлено в графической части выпускной работы.

Таблица 6.1 – Результаты расчета зон защиты молниеотводов

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
Молниеотвод		М01	М02	М03	М04
Высота, м		16,3	16,3	20,1	20,1
Эффективная высота, м		13,86	13,86	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м		17,4	17,4	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м		11,25	11,25	15,2	15,2
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м		3,58	3,58	7,59	7,59

6.2 Расчет заземления

Проектирование заземляющего устройства производится в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ, глава 1.7. Согласно ПУЭ величина допустимого сопротивления заземляющих устройств в установках свыше 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью составляет не более 0,5 Ом.

Принимаем двухслойную модель грунта. Из геологической карты Амурской области для Волнанского района, где расположена подстанция «Волна» определяем, что на этой территории преобладают лугово-черноземовидные почвы с удельным сопротивлением $\rho_1 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_2 = 200$

Ом · м. Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонного изменения грунта 2,2

Расчет заземляющего устройства будем вести по методике представленной в [23].

Определяем эквивалентное сопротивление неоднородного грунта по графику, представленному в РД 153-34.3-35.125-99 [16]:

Алгоритм выбора:

Определим соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{60}{200} = 0,3$$

Определим кривую, на которую нужно опустить перпендикуляр:

$$\frac{h_{13} - h_3}{l_3} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

Определяем $\rho_{\text{экв}}$ из полученного соотношения:

$$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = \frac{\rho_{\text{экв}}}{200} = 0,5$$

$$\rho_{\text{экв}} = 200 \cdot 0,5 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Эквивалентное сопротивление грунта составляет $\rho_{\text{экв}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем площадь контура заземления.

Контур заземлителя расположен с выходом за границы ПС на 1,5 м для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Геометрические размеры подстанции – 50x50 м.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (6.7)$$

где $A = 50$ м-длина ПС;

$B = 50$ м-ширина ПС.

$$S=(50+2 \cdot 1,5) \cdot (50+2 \cdot 1,5)=2809 \text{ м}$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных электродов
 $d=12 \text{ мм}$

Тогда их сечение:

$$F=\frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (6.8)$$

$$F=\frac{3,14 \cdot 12^2}{4}=113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тер}}=\sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (6.9)$$

где I - максимальный ток однофазного короткого замыкания, принимаем согласно расчетам главы 3 равным 6,11 кА;

T - время срабатывания РЗ при его отключении, складывается из полного времени отключения выключателя и выдержки времени, принимается равным 0,56 с [7];

β - коэффициент термической стойкости для ОРУ, для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{\text{тер}}=\sqrt{\frac{6110^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}}=50 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

Коррозийная зона выбирается по СТО-56947007-29.130.15.114-2012 и принимается К4.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СП}} \cdot (d + S_{\text{СП}}) \quad (6.10)$$

$$S_{\text{СП}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \quad (6.11)$$

где $T=240$ мкс- время использования заземлителя за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты, зависящие от коррозионной зоны и соответственно равны 0,0026; 0,0092; 0,0104; 0,0224.

$$S_{\text{СП}} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,0092 \cdot \ln^2(240) + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} \quad (6.12)$$

$$F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} = 31,47 + 50 = 81,5 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 81,5 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию.

Найдем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}}, \quad (6.13)$$

где $l_{\text{П-П}}$ - расстояние между полосами сетки, по ПУЭ принимаем 5 м.

$$L_{\Gamma} = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} + (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} = 1124 \text{ м}$$

Определим число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.14)$$

$$m = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6$$

Принимаем $m=11$

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (6.15)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2809}}{11} = 4,8 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (6.16)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2809} \cdot (11+1) = 1272 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (6.17)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, принимается равное 5 м.

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2809}}{5} = 42$$

Принимаем вертикальные электроды диаметром $d=12$ мм, и длиной $l=5$ м. В этом случае вертикальные электроды будут находиться в слое грунта, не подверженному сезонным изменениям.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (6.18)$$

где A – коэффициент подобия, определяется по РД 153-34.3-35.125-99, зависит от отношения: $A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,094$ и принимается равным 0,161.

$$R_S = 100 \cdot \left(\frac{0,161}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1272 + 42 \cdot 5} \right) = 0,371 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_S \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (6.19)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ – импульсный коэффициент, определяется как:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (6.20)$$

где I_M – значение тока молнии, принимается равный 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,343$$

$$R_{\text{и}} = 0,371 \cdot 1,343 = 0,49 \text{ Ом}$$

Как видно, полученные стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства не превышают 0,5 Ом, следовательно, расчеты выполнены верно.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития района реконструкции на основании расчёта экономической эффективности.

7.1 Расчет капиталовложений

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (7.1)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6].

Капиталовложения на сооружение подстанции, в данном случае, определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (7.2)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (7.3)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,7$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,5$. Значения укрупненных стоимостных показателей приведены в справочнике [11].

$$K_{ВЛ} = 12,408 \cdot 10^4 \cdot 4,7 \cdot 1,5 = 87,5 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 4,7 \cdot (26000 + 25800) = 24,3 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 87,5 \cdot 10^5 + 24,3 \cdot 10^5 = 112 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.2 Расчет потерь электрической энергии

Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу Министерства энергетики РФ [25].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} \quad (7.4)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K \quad (7.5)$$

где T_3 , $T_Л$ – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 \quad (7.6)$$

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

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 = 0,008 \cdot 27,5 \cdot 8760 = 1927 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 4800 + \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 3960 = 1426,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 4800 + \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 3960 = 1325,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 1427 + 1325 = 1891 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W} \quad (7.7)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (7.8)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СП}} \quad (7.9)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (7.10)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2023 год для Приморья – 3,121 тыс.руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 1891 \cdot 3,12 = 6 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{AM} = \frac{112 \cdot 10^5}{20} = 5,6 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{РЭО} = 0,008 \cdot 87,5 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 24,3 \cdot 10^5 = 2,13 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = 6 \cdot 10^4 + 5,6 \cdot 10^3 + 2,13 \cdot 10^3 = 86,9 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (7.11)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 112 \cdot 10^5 + 87 \cdot 10^3 = 1207 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию составят:

$$K = 112 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.4 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка выручки от реализации проекта.

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 25 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 219000 МВтч.

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (7.12)$$

где $W_i = 219000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВтч;

$$O_{pt} = 219000 \cdot 202,4 = 44,32 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{11200000}{4432560} = 2,5 \text{ г.}$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод об относительно быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по реконструкции ПС 220 кВ Волна инвестиционно привлекательным.

Для привлечения инвесторов потребуется рассмотрение экономической составляющей проекта на более детальном уровне и может быть рассмотрен в магистерской диссертации.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Реконструкция первичного оборудования ПС 220/110/6 кВ «Волна» в данной выпускной квалификационной работе касается выбора нового оборудования для распределительного устройства 110 кВ. В ходе работы был выбран вариант компоновки – КРУЭ.

В частности, бакалаврской работой предусмотрена проверка оборудования 220 кВ, которая была произведена в главе 4. Таким образом, на ПС 220/110/6 кВ Волна приняты следующие объемы первичного оборудования 220 кВ:

- ОРУ 220 кВ в составе которого:
 - выключатели: У-220-20/1000 УХЛ1;
 - трансформаторы тока: ТОГФ-220 УХЛ1;
 - трансформаторы напряжения: ЗНОГ-220 УХЛ1;
- 2 силовых автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110/6 У1;
- 2 силовых трансформатора ТРДЦН-40000/110/6 У1.

В данной главе будут рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на объекте, а также безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций.

8.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительном–монтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [3].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [3].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [3].

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [3].

Территория подстанции «Благовещенская» ограждены внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины,

компрессорные установки и воздухохранилища, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов

необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

8.2 Экологичность

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [7]

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ АТДЦТН-80000/220/110/35 У1.

Итак, в результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение

под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

Для проектируемой подстанции Волна проведем расчет размеров маслоприемника для автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110/6 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-125000/220/110/6 У1
Мощность, МВА	125
Масса полная, т	130
Масса масла, т	39,4
Высота, м	6,81
Длина, м	9,7
Ширина, м	5,47

Определим длину $A_{мп}$ и ширину $B_{мп}$ маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta , \quad (8.1)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta , \quad (8.2)$$

где A_m – длина силового трансформатора, м;

B_m – ширина силового трансформатора, м;

Δ – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{mn} = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м},$$

$$B_{mn} = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn}, \quad (8.3)$$

$$S_{mn} = 12,7 \cdot 5,47 = 107,6 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}}, \quad (8.4)$$

где M_{mm} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{mm} – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м^3

$$V_{mm} = \frac{39,4 \cdot 10^3}{890} = 44,3 \text{ м}^3.$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_2, \quad (8.5)$$

где h_g – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

h_2 – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{mn} = \frac{44,3}{107,6} + 0,075 + 0,25 = 0,74 \text{ м}.$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{мс} \geq V_{тм} + V_{вода}, \quad (8.6)$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{мн} + S_{БПТ}), \quad (8.7)$$

где l – интенсивность пожаротушения, равная $0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$;

t – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с ;

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м^2 .

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (8.8)$$

где H_m – высота трансформатора, м.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,81 \cdot (9,7 + 5,47) = 206,6 \text{ м}^2,$$

$$V_{вода} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (107,6 + 206,6) = 90,5 \text{ м}^3,$$

$$V_{мс} = 44,3 + 90,5 = 135 \text{ м}^3.$$

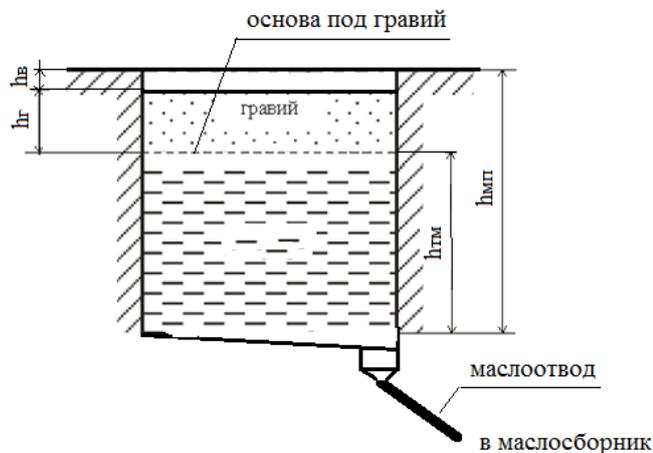


Рисунок 8.1 – Эскиз маслоприемника

8.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших моментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [35].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике" (далее - региональные штабы), организаций топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций (далее - организации) в целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

2. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

3. Основными задачами федерального штаба являются:

- а) координация деятельности региональных штабов;
- б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации

безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;

в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

4. Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

д) дает рекомендации по введению в действие, отмене и корректировке в установленном порядке графиков ограничения снабжения газом потребителей в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы, а также графиков перевода потребителей газа на резервные виды топлива;

е) рассматривает вопросы обеспечения готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период и своевременного

накопления необходимых запасов резервных видов топлива предприятиями электроэнергетики, вырабатывающими электроэнергию с использованием природного газа.

5. Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

6. Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации.

Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач.

Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

7. Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости.

Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей.

Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

8. Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равенства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба.

9. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

10. Организационно-техническое обеспечение деятельности федерального штаба осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была достигнута основная цель – выполнена реконструкция распределительного устройства 110 кВ подстанции 220/110/6 кВ «Волна» по причине строительства двухцепной воздушной линии электропередачи – ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна I цепь и ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна II цепь, общей протяженностью более 50 км.

При осуществлении поставленной задачи был выполнен следующий объем работ:

- выполнена климатогеографическая оценка местности, а именно – района реконструкции;
- произведен расчет электрических нагрузок на ПС 220/110/6 кВ “Волна” с учетом прогнозируемого роста энергопотребления в рассматриваемом районе;
- выполнена проверка основного оборудования подстанции Волна согласно всех необходимым требованиям и нормативно-техническим нормам, замена которого не требуется и не предусмотрена по данному титулу выпускной квалификационной работы;
- выполнено проектирование устройств РЗА вновь вводимых линий электропередач;
- в работе произведена экономическая оценка объемов произведенных реконструкций, с учетом затрат на строительство новых линий электропередач, а также произведена оценка экономической эффективности проекта, которая показала высокую инвестиционную привлекательность вложений;
- в ходе работы произведена реконструкция системы молниезащиты, заземления, рассмотрены вопросы безопасной и экологичной эксплуатации электроустановки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1987. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2023).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 10.06.2017).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 2.06.2023).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2023).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 №903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 №61957).

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с.