

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 110/6 кВ Соболев в
Приморском крае

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

Горева В.А.

Руководитель

профессор, к.т.н.

(подпись, дата)

Козлов А.Н.

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Нормоконтроль

(подпись, дата)

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Горевой Валерии Адександровны 1.
Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением
110/6 кВ Соболев в Приморском крае

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022 г
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы, полученные в ходе преддипломной практики
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Необходимость сооружения подстанции, выбор оборудования, расчёт токов КЗ, обоснование электрической нагрузки подстанции
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1-принципиальная однолинейная схема ПС Соболев, 2-расчет токов КЗ, 3-КРУЭ 110 кВ АВВ, 4-заземление ПС Соболев, 5-план и разрез ПС Соболев, 6-блок схема релейной защиты.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, консультант по безопасности и экологичности
7. Дата выдачи задания 01.03.2022 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент,
канд.техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2022 г
(подпись студента)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Выпускная квалификационная работа содержит 107 с., 11 рисунков, 22 таблицы, 24 источника.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, БЕЗОПАСНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос проектирования подстанции 110/6 кВ Соболев в Приморском крае, актуальность проектирования связана с необходимостью расширения логистических цепочек в Российской Федерации, в том числе в Приморском крае планируется к размещению логистической комплекс. Подключение, к электроснабжению которого будет осуществлено через вновь построенную подстанцию Соболев. Так как логистический центр предъявляет особые требования к надежности электроснабжения, подстанцию необходимо будет запроектировать с учетом данных требований

Для проектирования подстанции 110 кВ выполнены следующие мероприятия. Произведен расчет выбора мощности силового трансформатора, расчет сечений кабельных линий 110 кВ, выбор компоновки подстанции и расчет токов короткого замыкания, для выбора и проверки основного силового оборудования подстанции. Расчет контура заземления и молниезащиты подстанции для безопасности и возможности нормального функционирования систем релейной защиты подстанции.

Также были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

ТО – токовая отсечка

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Обоснование необходимости сооружения подстанции	10
1.1. Обоснование необходимости сооружения подстанции ПС 110 кВ Соболев	10
1.2 Климатические особенности района проектирования	10
2 Обоснование электрической нагрузки подстанции	13
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	15
4 Выбор точки присоединения к сети, расчет и выбор сечения кабеля ЛЭП 110 кВ	18
5 расчет сопротивлений схемы замещения после выбора параметров ЛЭП и трансформатора	22
6 Расчёт токов КЗ в схеме	27
7 Выбор электрооборудования	33
7.1 Выбор распределительных устройств	33
7.1.1 Выбор КРУЭ 110 кВ	34
7.1.2 Выбор КРУ 6 кВ	35
7.2 Выбор выключателей	36
7.3 Выбор изоляторов	41
7.4 Выбор трансформаторов тока	42
7.5 Выбор трансформаторов напряжения	48
7.6 Выбор токопровода 6 кВ	53
7.7 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	54
7.8 Выбор аккумуляторных батарей на КРУЭ	56
8 Расчёт заземляющего устройства подстанции	61
8.1 Расчет заземляющего устройства	64
8.2 Расчет молниезащитного устройства	69
9 Расчет уставок микропроцессорных устройств релейной защиты трансформатора	74

9.1 Выбор оперативного тока на ПС Соболев 110/6 кВ	77
9.2 Расчет защит трансформатора	77
9.2.1 Дифференциальная защита трансформатора	77
9.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора со стороны высокого напряжения	82
9.2.3 Максимальная токовая защита трансформатора со стороны низкого напряжения – 6 кВ.	84
9.2.4 Максимальная токовая защита нулевой последовательности	85
9.2.5 Земляная защита на стороне низкого напряжения	86
9.2.6 Токовая защита от перегрузки трансформатора	87
9.2.7 Газовая защита трансформатора	88
10 Безопасность и экологичность	91
10.1 Безопасность	91
10.2 Экологичность	95
10.3 Чрезвычайные ситуации	99
Заключение	104
Список используемых источников	105

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполним проектирование подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ и низшим классом напряжения 6 кВ. Географически подстанция расположена будет в Приморском крае.

Основными объектами проектирования будет подстанция с силовым оборудованием, и питающие линии электропередачи напряжением 110 кВ. Выбор оборудования производится по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания.

1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

1.1. Обоснование необходимости сооружения подстанции ПС 110 кВ Соболь

В Приморском крае в непосредственной близости от города Владивосток в последнее время широко развивается промышленность. Так как в большом количестве заходят иностранные инвесторы. В связи с чем планируется строительство производственно-логистический комплекс с планируемой максимальной мощностью 8 МВА от сторонней московской компании ООО «ПЛК Владивосток». Объектом технологического присоединения будет новый производственно-логистический комплекс. Логистический комплекс будет осуществлять работы по разгрузке кораблей и распределению груза для дальнейшей транспортировки по России на автомобильном и железнодорожном транспорте. А также наоборот осуществляет сбор грузов по России и отправку их в страны союзники по всему миру. Появление такого комплекса на Дальнем Востоке позволит сделать большой экономический рывок и вывести Дальний Восток в лидеры по товарообороту на Востоке. Приморье, район города Владивосток является точкой соприкосновения многих стран и транспортных потоков. Страны, в которые возможна отправка и получение грузов в Приморье: Корея, Япония, Россия, Китай. А по морю так и вообще весь мир

Проектируемый производственно-логистический комплекс будет находиться на Дальнем востоке недалеко от бухты Золотой Рог. Проект строительства ТЛК «Юнион» направлен на развитие транспортной инфраструктуры Владивостокской агломерации, разгрузку контейнерных терминалов в порту Владивосток.

1.2. Климатические особенности района проектирования

По климатическим особенностям район проектирования подстанции относится к приморскому климату. Абсолютные отметки, по площадке,

проектируемой ПС колеблются от 135 до 132.4 м в Балтийской 1977 года системе высот.

Климат района имеет муссонный характер. Зимой район находится под влиянием азиатского антициклона, северные и северо-западные ветры которого приносят холодный воздух с материка и устанавливают морозную погоду. Летом область высокого давления устанавливается над океаном, влажные прохладные ветра дуют с моря, лето жаркое, с обильными осадками. Колебания среднегодовых температур воздуха от +3,60° до +3,90° С. Годовая сумма солнечной радиации — 115 ккал/кв.см. Средняя за год температура воздуха и составляет +3,4°С.

В соответствии с пунктами 2.5.38-2.5.45 «Климатические условия и нагрузки» Правил устройства электроустановок (7-е издание) принимаем для Приморского края, а именно района г. Владивосток и проектируемой подстанции 4 район по гололеду и в 4 район по ветровой нагрузке.

Таблица 1 – Климатические характеристики

№	Показатель	Величина
1	Температура воздуха: а) абс. максимальная б) абс. минимальная в) среднегодовая г) наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98* д) наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92* е) наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98* ж) наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92*	+38,5°С -43,3°С +3,4°С -34°С -31°С -37°С -35°С
2	Преобладающее направление ветра	
	а) зимой б) летом	Ю,Ю-З, 3 Ю, Ю-З
3	Скорость ветра: а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения б) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения в) среднегодовая г) средняя за зимний период д) при гололеде повторяемостью 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения	32 м/с 22 м/с 2,7 м/с 3 м/с 18 м/с

Продолжение таблицы 1

4	Среднемаксимальная высота снежного покрова	27 см
5	Максимальная высота снежного покрова	53 см
6	Снеговой район (согласно СП 20.13330.2012)	II
7	Зона влажности	норм.
8	Климатический район согласно -СП 131.1330.2014 -ГОСТ 16350-80	<i>IV</i> <i>II4</i>

2. ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

В соответствии с заданием на проектирование заявленная потребляемая мощность составит порядка 8 мегаватт. Данная нагрузка складывается исходя из объема предполагаемого оборудования, устанавливаемого на транспортно-логистическом комплексе. А именно: электрические краны, отопление, вентиляция, грузоподъемные лифты, автоматические транспортерные ленты для распределения грузов и др.

Логистический складской комплекс класса А включает в себя:

склады общей площадью 30 000 м²;

железнодорожный контейнерный терминал, способный переработать до 1 млн/тонн груза в год;

площадка СВХ (склад временного хранения);

собственный автомобильный парк контейнеровозов полуприцепов;

двухъярусные торцевые железнодорожные эстакады;

Комплекс расположен в непосредственной близости к федеральной трассе М60.

Основываясь на вышеизложенном в состав транспортно-логистического комплекса будет входить следующее современное оборудование в соответствии с данными указанным на сайте заказчика строительства транспортно-логистического комплекса (<https://tlcunion.ru/>):

два консольных RMG контейнерных крана каждый по 800 МВт;

современная система видеонаблюдения, 2x100 кВА;

полностью автоматизированный учет груза, нагрузка 2x100 кВА;

автономные котельные, 3 котла по 2 МВА каждый.

Электроснабжение - второй категории.

Вторая категория надежности подразумевает необходимость автоматического резервирования всего объема нагрузки. Соответственно придется проектировать и устанавливать 2 силовых трансформатора. Каждый

из которых должен будет способным взять на себя весь объем потребляемой нагрузки.

Схему подстанции в целях надежности и организации бесперебойного электроснабжения транспортно-логистического центра примем из типового перечня схем:

- РУ 110 кВ типовая схема № 110 - 5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» в соответствии с требованиями надежности и СТО 56947007- 29.240.10.248-2017 (Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ). Схема представлена на рисунке 4.

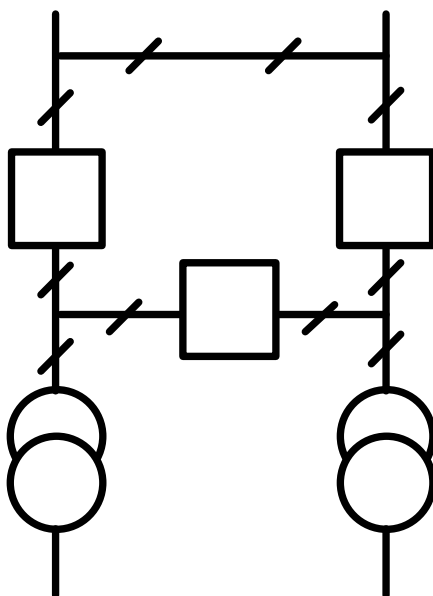


Рисунок 3 – Схема 5Н

Используется для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок). Схема 110-5Н имеет высокую надежность и большие возможности для оперативного восстановления электроснабжения в случае пропажи напряжения на одной из линий.

-РУ 10 кВ 6 - 1 «одна, секционированная выключателем, система шин».

3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Нагрузка транспортно-логистического центра у нас определена в разделе 2, зная активную нагрузку потребителя можно определить полную и реактивные мощности на подстанции. Для соблюдения условий категорирования потребителя. Так как определение мощности и числа силовых трансформаторов является одной из наиболее важных деталей любого проектирования.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3}, \quad (1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, $K_3=0,7$;

P_n – активная мощность, заявленная потребителем, и учитывая объем предполагаемого к установке оборудования активная мощность транспортно-логистического комплекса составит 8 МВт.

Q_n – реактивная мощность, заявленная потребителем;

Учитывая на данный момент в заявке потребителя данных по величине реактивной мощности, примем tg из учета величины \cos равного 0,84, в соответствии с требованиями по компенсации реактивной мощности.

Поэтому получаем $\text{tg}\varphi=0,4$;

$$Q_n = P_n \cdot \text{tg}\varphi \quad (2)$$

$$Q_n = 8 \cdot 0,4 = 3,2 \text{ МВар.}$$

Определим полную мощность транспортно-логистического центра:

$$S_p = \frac{\sqrt{8^2 + 3,2^2}}{0,7} = 8,616 \text{ МВА};$$

По расчетной мощности трансформаторов определяем номинальную мощность трансформаторов. Выбираем трансформаторы напряжением 110/6 кВ и мощностью 10 МВА каждый, марки ТДН - 10000/110/6 оснащенные устройствами РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

Учитывая стандартный ряд силовых трансформаторов, трансформатор меньшей мощностью имеет тип ТДН 6300 110/6, который не подходит по мощности в связи с чем, для дальнейших расчетов принимает трансформатор ТДН-10000/110/6 мощностью 10 МВА каждый с РПН.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и после аварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузке.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{n \cdot S_m} \quad (3)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{8^2 + 3,2^2}}{2 \cdot 10} = 0,43;$$

Проверим трансформатор в послеаварийном режиме, когда один из трансформаторов выходит из строя и вся нагрузка ложится на оставшийся трансформатор.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{(n-1) \cdot S_m} \quad (4)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{8^2 + 3,2^2}}{(2-1) \cdot 10} = 0,86;$$

Полученный коэффициент загрузки трехобмоточного трансформатора в послеаварийном режиме не превышает 100% загрузки трансформатора, соответственно трансформатор выдерживает нагрузку в послеаварийном режиме.

4. ВЫБОР ТОЧКИ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ, РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЯ ЛЭП 110 КВ

В Приморском крае возле г. Владивосток основными центрами электроснабжения являются следующие подстанции: ПС 220 кВ Патрокл, ПС 110 кВ ВТЭЦ-2, ПС 35 кВ Восточная, ПС 220 кВ Русская, ПАС 220 кВ Зеленый угол, ТЭЦ Восточная, ПС 110 кВ 1Р-тяга, ПС 220 кВ Волна.

В нашем случае подключение предполагается выполнить от ВЛ 220 кВ соединяющими ПС 220 кВ Патрокл, ПС 110 кВ ВТЭЦ-2.

Схема включения ПС 110 кВ Соболев в сеть 110 кВ представлена на рисунке 4.

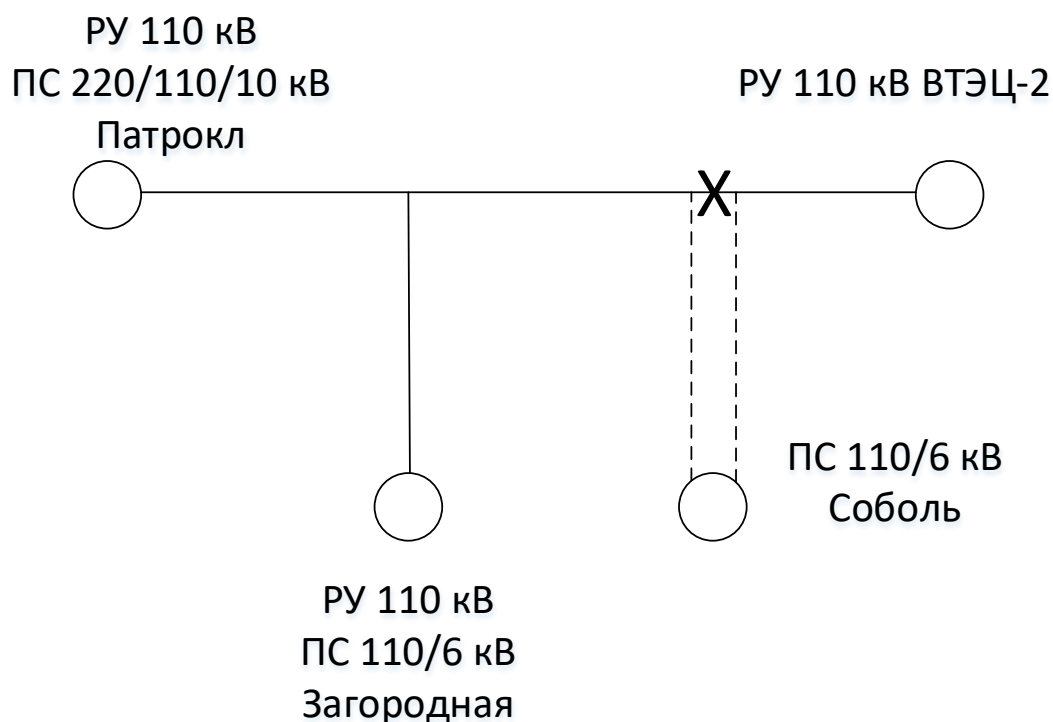


Рисунок 4 - Схема присоединения ПС 110 кВ Соболев

Подключаться проектируемая подстанция будет в расщепку существующей линии 110 кВ Патрокл - ВТЭЦ-2, с образованием двух линий 110 кВ Патрокл-Соболев и Соболев ВТЭЦ-2.

В соответствии с условиями проектирования подключение будет производиться строительством двух кабельных ЛЭП 110 кВ в расщепку ЛЭП

110 кВ ВТЭЦ-2-Патрокл с отпайкой на ПС 110 кВ Соболев длиной 3 км каждая.

Выбор сечения КЛ проведем по расчетной токовой нагрузке, которая заключается в соблюдении следующего условия:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq K \cdot I_{\text{расч}}; \quad (5)$$

где $I_{\text{дл.доп}}$ - длительно допускаемый ток проводника, А;

$I_{\text{расч}}$ - расчетная или длительная токовая нагрузка проводника, А;

K – коэффициент (для взрывоопасной среды принимается равным 1.25; для нормальной среды равным 1). В нашем случае среда нормальная, соответственно должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (6)$$

Произведем расчет и выбор марки кабельных линий:

Максимальный ток в кабельных линиях на стороне 110 кВ рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{расч}})^2 + (Q_{\text{расч}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{кл}}}, \quad (7)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{8000^2 + 3200^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 45,22 \text{ А}$$

где $n_{\text{кл}}$ – количество кабелей, проложенных параллельно;

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

Выбираем кабель марки АПВВнг производства Камкабель (<https://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/110->

220/110-220_1708.html). Данный кабель с алюминиевыми жилами имеет следующие элементы конструкции:

1. Круглая многопроволочная уплотненная токопроводящая жила.
2. Экран из электропроводящей полимерной сшитой композиции.
3. Изоляция из сшитого полиэтилена (Пв).
4. Экран из экструдированной электропроводящей сшитой композиции.
5. Разделительный слой из электропроводящей водоблокирующей ленты.
6. Экран из медных проволок, скрепленных медной лентой.
7. Разделительный слой из прорезиненной ткани.
8. Оболочка из ПВХ-пластиката, в т.ч. с пониженным дымо- и газовыделением.

Сечение кабеля выбираем 185 мм^2 с длительно-допустимым током равным 482 А, в соответствии с полученным током 45,22 А. Кабелей с меньшим сечением завод не выпускает. Данный длительно допустимый ток принят при условии, что экраны кабелей соединены и заземлены с двух сторон, кабели расположены горизонтально, в кабельном лотке.

Выбранный кабель имеет следующие характеристики:0

Допустимый ток допустимого односекундного замыкания жилы на землю 17,5 кА.

Ток электродинамической стойкости 43,7 кА.

Ток термической стойкости при протекании в течении 0,5 сек. 24,7 кА.

сопротивление жилы постоянному току при температуре $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $0,164 \text{ Ом/км}$.

Сопротивление жил переменному току при сечении до 240 мм^2 не учитывается.

Проверяем выбранный кабель, по нагреву:

Основное условие выбора кабеля по нагреву:

$$I_p \leq I_{\text{до}}$$

где I_p – расчётный ток, А;

$I_{дд}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

$$45,022 \text{ А} \leq 482 \text{ А}$$

Согласно ПУЭ проводники должны удовлетворять в отношении предельно допустимого нагрева с учётом не только нормальных, но и после аварийных режимов, режимов в период ремонтов.

Условие проверки выполняется, соответственно кабель выбран верно.

5. РАСЧЕТ СОПРОТИВЛЕНИЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОСЛЕ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ ЛЭП И ТРАНСФОРМАТОРА

Перед тем как рассчитать сопротивления схемы замещения для расчетов токов короткого замыкания первоначально необходимо определить полный перечень оборудования, по которому выполним схему замещения и определим параметры ЛЭП и трансформатора.

Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание, по которому проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Расчет токов КЗ выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами ЭДС источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ.

Исходя данной информации, определяем параметры элементов.

Принимаем за базисную мощность на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Патрокл:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА};$$

За базисное напряжение возьмем базисное напряжение ступеней сети где будем рассчитывать короткое замыкание КЗ, а именно:

$$U_{\sigma 1} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2} = 6 \text{ кВ}.$$

Схема для расчета токов короткого замыкания указана на рисунке 19, в нее включены основные элементы, которые могут влиять на величину токов короткого замыкания.

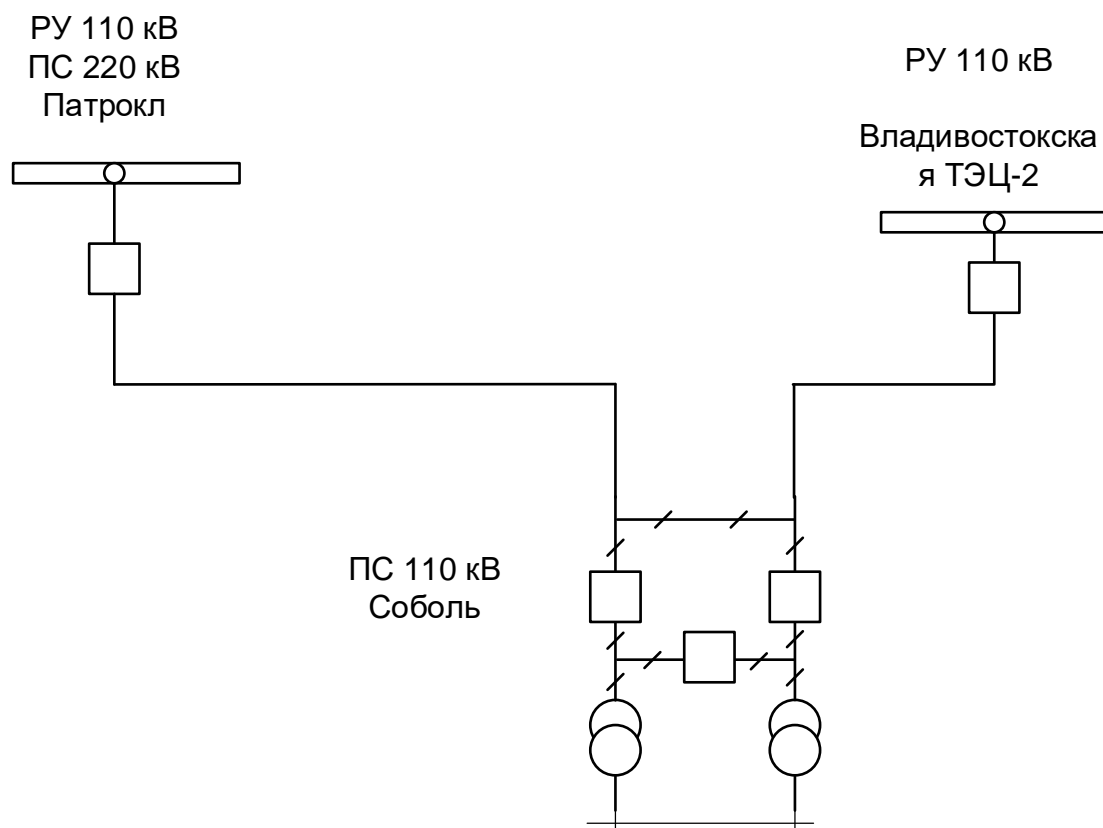


Рисунок 5 - схема для расчета токов короткого замыкания

По схеме сети определим элементы участвующие в расчете токов короткого замыкания и начертим схему замещения, которая будет иметь следующий вид, указанный на рисунке 17.

В схеме замещения участвуют ЭДС системы за которые принимаем шины подстанций 110 кВ Патрокл и ПС 110 кВ Владивостокская ТЭЦ. У каждой линии и у трансформатора есть сопротивления активные и индуктивные, учитывая, что расчет токов короткого замыкания ведется в относительных единицах и с некоторыми упрощениями, так как в сети 110 кВ активное сопротивление мало и не оказывает существенного влияния на результирующую величину токов короткого замыкания, то их мы не берем в расчеты.

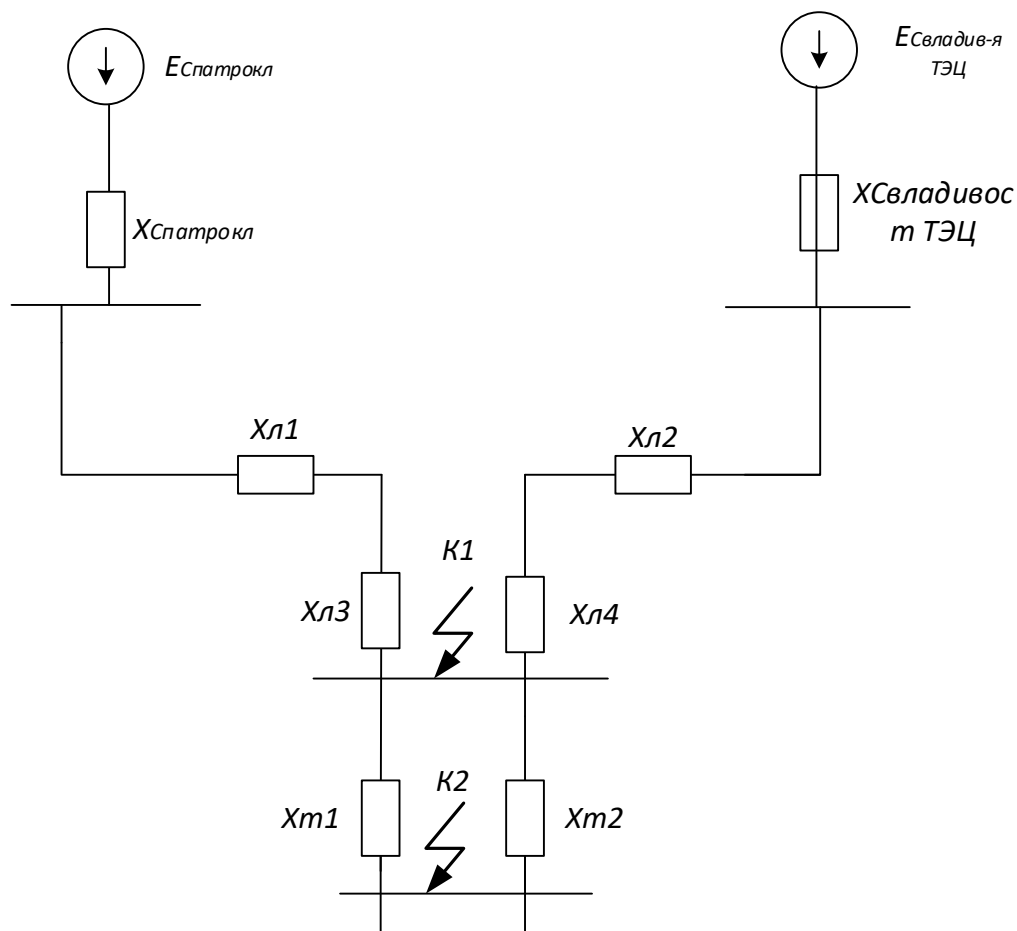


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ

По полученной схеме замещения можно определить суммарное эквивалентное сопротивление сети при коротком замыкании.

Сопротивления ЛЭП, трансформаторов и системы рассчитываются соответственно по формулам []:

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_{\text{уд}} l \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (8)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}}, \quad (9)$$

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}}, \quad (10)$$

где $U_{б1}$ – базисное напряжение, $U_{б1} = 110$ кВ;

$S_б$ – базисная мощность;

S_c – мощность системы.

$x_{уд}$ – удельное сопротивление кабельной линии, которое равно 0,164 Ом/км;

l – Длина каждого участка ВЛ соответственно;

$u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания силового трансформатора определено выше в разделе 3;

$S_{сис}$ - мощность системы (МВА), определяется из отключающей способности выключателей на стороне 110 кВ подстанций ПС 220 кВ Патрокл и Владивостокская ТЭЦ. Отключающая способность у выключателей составляет 40 кА.

$$S_{сис} = \sqrt{3} \cdot U_{сети} \cdot I_{нoмoткл} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 40,5 = 7716,27 \text{ МВА}$$

Найдем сопротивления схемы замещения для расчета токов короткого замыкания, при определении сопротивления системы используется значение отключения тока короткого замыкания на выключателях 220 кВ ПС Патрокл и Владивостокская ТЭЦ.

$$X_c = \frac{1000}{7716,27} = 0,013$$

$$X_{тр} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{10} = 0,105$$

$$X_{л1} = 0,164 * 24,5 \frac{1000}{110^2} = 0,0332 ,$$

Остальные сопротивления линий находятся аналогичным образом. Результаты расчетов сопротивлений системы сведем в таблицу 15.

Таблица 2 – Сопротивления системы

Сопротивление системы	Значение сопротивление в о.е.
X_c патрокл	0,013
X_c ТЭЦ	0,013
$X_{л1}$	0,033
$X_{л2}$	0,032
$X_{л3}$	0,004
$X_{л4}$	0,004
$X_{тр}$	0,105

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В СХЕМЕ

Расчет токов короткого замыкания производится для определения максимальных токовых нагрузок в сети в случае ненормальной работы оборудования, а именно замыкания сети на землю или между собой так называемые межфазные КЗ. Данные значения токов влияют на выбор и проверку электрических аппаратов и проводников на подстанции Соболев.

При расчете токов КЗ определяются следующие показатели:

- периодическая составляющая тока КЗ $I_{п0}$,
- периодическая составляющая тока КЗ в момент отключения $I_{пт}$,
- аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения $i_{ат}$ в

заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ $i_{уд}$ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока [расчет токов КЗ].

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай.

В нашем случае наиболее тяжелыми будут расчетные точки короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции Соболев и на шинах 6 кВ данной подстанции.

Базисный ток в расчетных точках находится по следующей формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (11)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,52 \text{ кА}$$

ЭДС системы примем равным 1;

Теперь необходимо упростить схему замещения для возможности определения эквивалентного сопротивления системы влияющего на величину токов КЗ.

Проведем расчет для точки К1.

По схеме замещения видно, что сопротивления $X_{спатрокл}$, $X_{л1}$, $X_{л3}$ соединены в последовательно, как и сопротивления $X_{свлад-я ТЭЦ}$, $X_{л2}$, $X_{л4}$. Просуммируем их.

$$\begin{aligned} X_{экв1} &= X_{спатрокл} + X_{л1} + X_{л3} = \\ &= 0,013 + 0,032 + 0,0041 = 0,05023; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{экв2} &= X_{свлад-я ТЭЦ} + X_{л2} = X_{л3} = \\ &= 0,013 + 0,0314 + 0,0041 = 0,0487 \end{aligned}$$

Для большей наглядности развернем элементы схемы так, чтобы было понятно их соединения и как бы их будем эквивалентировать. Рисунок 11.

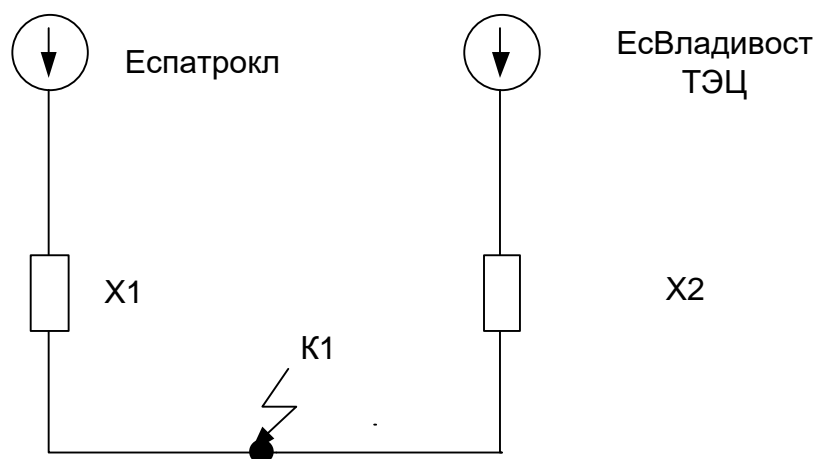


Рисунок 7 – схема для расчета токов КЗ

По полученной схеме объединим ЭДС с одинаковыми значениями и их сопротивления и просуммируем для получения полного эквивалентного сопротивления.

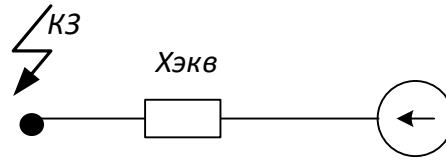


Рисунок 8 – Эквивалентная схема для расчета токов КЗ

Эквивалентное сопротивление для расчета токов КЗ находится по формуле:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} * X_{\text{ЭКВ2}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ2}}} = \frac{0,05023 \cdot 0,04874}{0,05023 + 0,04874} = 0,0247$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E}{X_{\text{ЭКВ}}} I_{\text{б}}, \quad (12)$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{1}{0,02474} \cdot 0,52 = 21,22 \text{ кА}$$

где E и X – ЭДС и сопротивление в эквивалентной схеме.

Значение периодической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ в ветви системой равно:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}, \quad (13)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 21,22 = 30 \text{ кА},$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ определяются соответственно по выражениям:

$$i_{at} = \sqrt{2}I_{п0} \cdot e^{-\frac{t_{o.в.}}{T_a}}; \quad (14)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{п0}k_{уд}, \quad (15)$$

где T_a - постоянная времени, которая находится по формуле:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma}; \quad (16)$$

где R - активное сопротивление, которое при расчете токов КЗ на напряжение 110 кВ не учитывается, так как расчет ведется упрощенный.

$$T_a = \frac{0,02474}{314} = 0,0001$$

где $t_{o.в.}$ - время отключения выключателя с учетом времени срабатывания РЗ, примем $t_{o.в.} = 0,065$ с;

$k_{уд}$ - ударный коэффициент, который находится по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (17)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0008}} = 1,0001$$

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 21,22 \cdot e^{-\frac{0,065}{1}} = 28,56;$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 21.22 * 1 = 30.0074,$$

Для точки К2 расчет ведется аналогичным образом только к сопротивлению линий эквивалентному присоединяются сопротивления силовых трансформаторов.

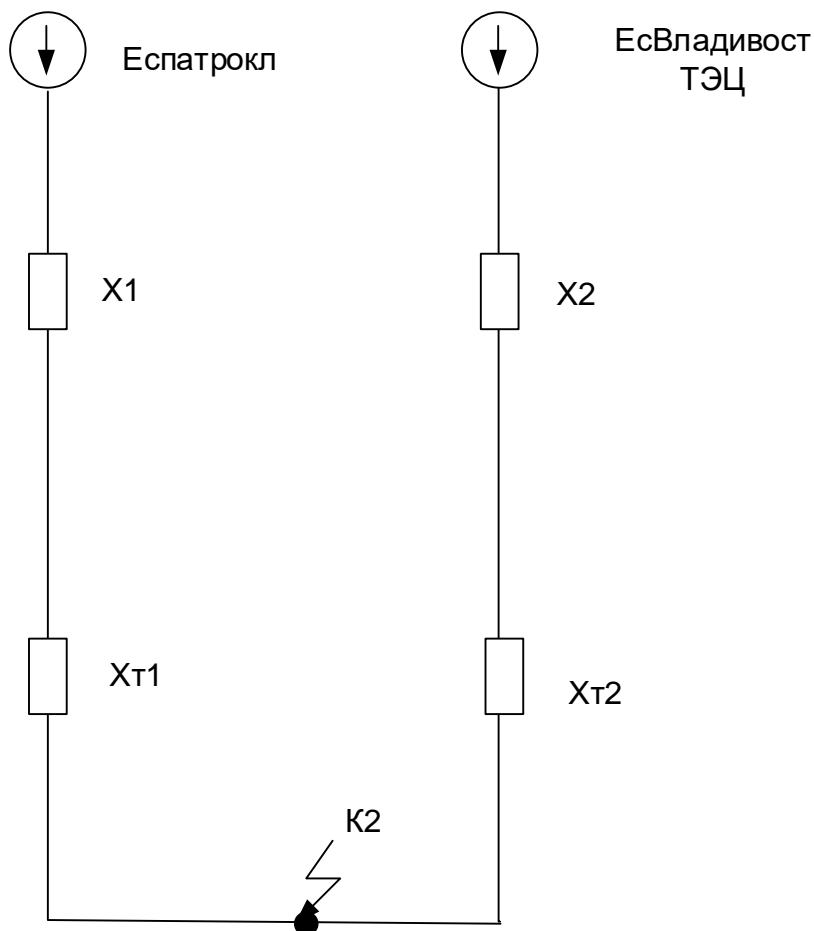


Рисунок 9 - Схема замещения для точки К2 на ПС Соболев

Эквивалентное сопротивление к точке К32 находится по формуле:

$$X_{экв} = \frac{(X_{экв1} + X_{Т1}) * (X_{экв2} + X_{Т2})}{X_{экв1} + X_{экв2} + X_{Т1} + X_{Т2}} = \frac{0,155 * 0,1537}{0,155 + 0,1537} = 0,31$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{п0} = \frac{1}{0.31} \cdot 8,9 = 28,75 \text{ кА}$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ в ветви системой равно:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 28,75 = 40,66 \text{ кА},$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ

$$T_a = \frac{0,31}{314} = 0,001$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0025}} = 1,0004$$

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 28,75 \cdot e^{-\frac{0,095}{1}} = 37,82;$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 28,75 \cdot 1,0004 = 40,67,$$

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6
К1	21,22	30	0,0001	1,000	30,05
К2	28,75	40,66	0,001	1,004	40,67

7. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор распределительных устройств

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая коммутационные аппараты, шины и вспомогательные устройства.

В данной выпускной квалификационной работе, на ПС 110 кВ Соболев будет осуществлено РУ 110 кВ на базе комплектного распределительного устройства закрытого типа с элегазовой изоляцией для шин высокого напряжения. И разработано КРУ на напряжение 6,3 кВ для питания логистического центра.

Шкафы КРУ изготавливаются на заводе, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Готовые изделия поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

КРУЭ представляют собой единую герметизированную, трехфазную конструкцию со встроенными высоковольтными выключателями, измерительными трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, разъединителями, заземлителями, а также ограничителями перенапряжений.

Применение SF₆ в качестве изоляции позволяет создать КРУ на напряжения до 800 кВ. Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не горит и не образует взрывоопасных смесей. Используя элегазовую изоляцию, можно значительно уменьши габариты элементов РУ. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части.

К особенностям КРУЭ стоит отнести ограничение нижних рабочих температур до -5°C, что приводит к необходимости установки распределительного устройства в помещении.

7.1.1 Выбор КРУЭ 110 кВ

Выбираем комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) АBB типа ELK-025 – это модульная система до 145 кВ, 2500 А, 31,5 кА.

АBB – один из лидеров в области КРУЭ. Портфель высоковольтной продукции для КРУЭ от АBB содержит несколько специально разработанных модульных систем на классы напряжений от 52 кВ до 1100 кВ.

Более 14000 ячеек, установленных почти на 2500 подстанциях в более чем в 70 странах, демонстрируют свою надежную и качественную работу. Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией АBB типа ELK-04 соответствует всем необходимым требованиям по качеству.

Благодаря компонентам, которые произведены и испытаны на заводе-изготовителе, транспортировка, сборка и ввод в эксплуатацию являются простым и быстрым процессом. Все функциональные модули проходят испытания согласно стандартам МЭК (IEC 62271-203).

Высокая надежность и небольшие затраты при эксплуатации и в обслуживании гарантируют надежную работу КРУЭ. Таким образом, АBB ELK-04 является распределительным устройством с наименьшими расходами в течение всего срока службы.

Различные решения по компоновке КРУЭ возможны, в основном, за счет использования унифицированного диаметра фланца. На номинальное напряжение 170 кВ и номинальный ток 4000 А применяются модули с большим диаметром фланца. Для минимальных параметров необходимы модули с минимальными диаметрами фланца.

Система КРУЭ составлена из функциональных модулей, состоящих из различных первичных и вторичных устройств. Каждый функциональный модуль выполняет свои задачи оптимальным способом во взаимодействии с другими модулями.

Основные модули КРУЭ АBB типа ELK-025:

1 – шина с комбинированным разъединителем-заземлителем;

- 2 – выключатель;
- 3 – трансформатор тока;
- 4 – трансформатор напряжения;
- 5 – линейный разъединитель – заземлитель;
- 6 – быстродействующий заземлитель;
- 7 – кабельный отсек;
- 8 – шкаф местного управления.

КРУЭ АВВ ELK-025 представляет собой идеальное, надежное, и экологически чистое решение проблемы электроснабжения на напряжение до 145 кВ, номинальный ток до 2500 А и токи отключения до 31,5 кА.

Компактность, модульная конструкция и высокая надежность гарантируют высокую энергоэффективность не только в местах с большой плотностью населения, но и в других местах, где требуется большое количество энергии.

КРУЭ является неотъемлемой частью восполняемых источников энергии, например, ветровых или гидроэлектрических станций.

7.1.2 Выбор КРУ 6 кВ

Комплектные распределительные устройства «Классика» (далее КРУ) серии D-12P предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6(10) кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью.

КРУ «Классика» серии D-12P могут применяться в качестве распределительных устройств электросетевых трансформаторных подстанций ЕНЭС, объектов малой генерации, подстанций промышленных предприятий и нефтегазового комплекса, систем собственных нужд тепло- и гидроэлектростанций, а также иных объектов электроснабжения. Шкафы КРУ «Классика» серии D-12P могут быть использованы для расширения существующих распределительных устройств, находящихся в эксплуатации, и стыковаться с ними через переходные шкафы или без них.

7.2 Выбор выключателей

При выборе выключателей необходимо учесть большое количество различных параметров, но, так как заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, то соответственно выбираем выключатели по основным параметрам, остальные подойдут автоматически исходя из условий производства выключателей его стандартизации.

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{откл,ном}}; \quad (18)$$

допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (19)$$

- по длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (20)$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (21)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл,ном}}; \quad (22)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} \quad (23)$$

где $i_{a,\text{ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$i_{a,\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_3 + t_{c,6} \quad (24)$$

где t_3 – время действия релейной защиты (0,01 с);

$t_{c,6}$ – собственное время отключения выключателя.

$$i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{откл,ном}}}{100}; \quad (25)$$

где β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

Если условие (30) соблюдается, а (31) нет, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл,ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100} \right) \quad (26)$$

По включающей способности проверка производится проверка производится по условию:

$$i_{уд} \leq i_{вкл} \quad (27)$$

$$I_{n,0} \leq I_{вкл} \quad (28)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{n,0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами-изготовителями соблюдается $k_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы $k_{уд}$ может быть более 1,8.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n,0} \leq I_{дин} \quad (29)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (30)$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (31)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{мер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{мер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (32)$$

где $t_{отк}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ($t_{отк} = \tau$).

Результаты выбора сведем в таблицы для каждого выключателя.

Выбираем высоковольтный элегазовый выключатель из комплекса ELK-025. Выключатель состоит из пружинного исполнительного механизма и трех однополюсных дугогасительных камер, закрепленных на несущей конструкции и заключенных в один корпус. Во время ремонта дугогасительная камера может быть легко демонтирована из корпуса и заменена на новую. В выключателе реализован автокомпрессионный принцип двойного движения гашения дуги. При высоких токах из-за возросшей температуры давление внутри камеры быстро увеличивается. Это приводит к закрытию клапана в автокомпрессионной камере. Энергия, требуемая для гашения дуги создается самой дугой. При низком токе, клапан остается открытым и выключатель работает как компрессионный выключатель. Автокомпрессионные дугогасительные камеры требуют значительно меньшей энергии, чем компрессионные. Главные и дугогасительные контакты с обеих сторон выключателя соединены передаточным механизмом и двигаются в противоположных направлениях (полное двойное движение), что сводит к минимуму силы реакции механических частей, уменьшая, в свою очередь, необходимую энергию привода, его параметры в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры выключателя ELK-025-13-2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 45,22 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 80 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 28,56 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 21,22 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 185 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 30 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 11,602 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 29,2 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a,ном} = 65 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 28,56 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 293 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В КРУ типа «Классика» могут быть установлены выключатели вакуумные серии ВВ/TEL-10. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трёхфазного переменного тока (частота 50 Гц), номинальным напряжением до 10 кВ включительно, рисунок 10. Параметры приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 789,62 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 28,75 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 28,75 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 203 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 40,67 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 28,75 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 40,67 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$

$i_{a,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 40,66 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 785,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

7.3 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, подвесных и проходных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов производится по условиям:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке.

Проходные изоляторы выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, по допустимой 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, т.е. должно соблюдаться условие[3]:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (33)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (34)$$

Расчётная сила:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд.К2}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (35)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины.

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} \quad (36)$$

В конструкции КРУЭ АВВЕРК-025 110 кВ и КРУ «Классика» 6 кВ, производства Таврида-электрик, использованы изоляторы и изоляционные конструкции, рассчитанные на номинальные напряжение и ток, требуемую механическую нагрузку в условиях работы на данных комплексных устройствах, поэтому их выбор и проверка не производится.

7.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока следует выбирать с не менее чем двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другие – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (37)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (38)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (39)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} \leq k_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (40)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{дин} \quad (41)$$

где k_{∂} – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_{\tau} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} \quad (42)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (43)$$

где k_{τ} – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (44)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (45)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (46)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

В состав КРУЭ 110 кВ входят индуктивные трансформаторы тока подключаемые к корпусу технологического заземлителя. Трансформаторы тока ELK-CN025 сконструированы специально для установки в КРУЭ и не являются обособленным конструктивным узлом. Токопроводы КРУЭ выполняют роль первичных обмоток. Вторичные обмотки расположены на ферромагнитных кольцевидных сердечниках, смонтированных на цилиндрических основаниях. Трансформатор тока может иметь от одной до восьми обмоток – измерительных и/или защитных. Их количество, размеры и расположение могут варьироваться в зависимости от конкретных требований. Выводы вторичных обмоток присоединены к контактам, смонтированным в клеммной колодке, которая помещена в металлический заземленный корпус. Крышка контактной коробки пломбируется для предотвращения несанкционированного

доступа к клеммам. Высоковольтная изоляция внутри трансформатора тока обеспечивается за счет заполнения элегазом. Рабочее давление контролируется датчиком плотности элегаза. Для обеспечения взрывобезопасности при повышении давления свыше допустимых значений предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной.

Особенности:

Простые обмотки с кольцевым сердечником;

Коэффициент, количество сердечников, точность и характеристики при переходном режиме определяются в соответствии с индивидуальными требованиями проекта;

Эффективное гашение сверхбыстрых переходных токов, попадающих на вторичную обмотку;

Не требует технического обслуживания.

На стороне 110 кВ в цепях линейного и обходного выключателей предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики. Данные измерительных приборов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	Э42703	15	0	15
Ваттметр	ЩМ120	-	-	-
Варметр	ЩМ120	-	-	-
Счетчики АЭ (2 т)	Меркурий 200	2	2	2
Датчик реактивной мощности	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
ИТОГО		17,5	2,5	17,5

Из таблицы видно, что наиболее загруженные трансформаторы тока фаз А и С. Выбираем трансформатор тока типа ELK-CN025.

Таблица 7 – Каталожные и расчетные данные ELK-CN025

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 45,22 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
Класс точности 0,5		
$i_{дин} = 200 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 292,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,975 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

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

Трансформатор тока на высокой стороне блочного трансформатора устанавливаем на вводах трансформатора.

Таблица 8 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	Э42703	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Выбираем трансформатор тока измерительный газонаполненный ELK-CN025.

Таблица 9 – Каталожные и расчетные данные ELK-CN025

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 45,22 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
Класс точности 0,5		

Продолжение таблицы 9

$i_{дин} = 200 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 292,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,77 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

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

Для собственных нужд станции устанавливаем амперметр, ваттметр и счетчик активной и реактивной энергии.

Таблица 10 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	Э42703	15	15	15
Ваттметр	ЩМ120	-	-	-
Варметр	ЩМ120	-	-	-
Счетчики АЭ (2 шт)	Меркурий 200	2*2	-	2*2
Датчик активной мощности	ЩВ120.1	0,5	0,5	0,5
ИТОГО		19,5	19,5	19,5

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-6.

Этот трансформатор тока предназначен для встраивания в высоковольтные взрывобезопасные КРУ в сетях 6-10 кВ, служит для измерения тока, питания устройств релейной защиты, а также для осуществления проверки работоспособности устройств максимальной токовой защиты при отсутствии нагрузки первичной цепи. Изображение - рисунок 12.

Таблица 11 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 789,62 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 126 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,67 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 8112 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 785,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,18 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

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

7.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (47)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (48)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (49)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5% при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил.

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

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учета на стороне 220 кВ. Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в следующей таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	ЩМ120	2	1	1	0		2	-
Счетчик активный	ЩВ120.1	3	2	0,38	0,925	1	2,28	5,5

Продолжение таблицы 12

Счетчик реактивный	ЩВ120.1	3	2	0,38	0,925	1	2,28	5,5
Ваттметр	ЩМ120	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого							9,56	11

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{9,56^2 + 11^2} = 14,574 \text{ ВА}$$

Проверяем трансформатор напряжения, установленный в КРУЭ ЕЛК-0025, его изображение представлено на рисунке 13.

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 14,457 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} \quad (50)$$

$$z_{приб} = \frac{14,574}{5^2} = 0.583 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{пров} = Z_{2ном} - z_{приб} - z_{кон} \quad (51)$$

$$z_{пров} = 1,2 - 0.583 - 0,1 = 0.517 \text{ Ом}$$

Для 110кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 100 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}} \quad (52)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0.517} = 3,385 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 4 мм².
Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (53)$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{4} = 0,438 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = z_{\text{приб}} + z_{\text{пров}} + z_{\text{кон}} \quad (54)$$

$$Z_2 = 0.583 + 0,438 + 0,1 = 1,121 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинальной допустимой нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; $1,2 \leq 1,121$, поэтому выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

Для установи в ячейках КРУ 6 кВ используем незаземляемые трансформаторы напряжения НОЛП со встроенными защитными

предохранительными устройствами. Трансформаторы предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ), токопроводы и служат для питания цепей измерения, защиты автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц. Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении «У» или «Т» категории размещения 2 по ГОСТ 15150.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НОЛП

Прибор	Тип	S обмотки , ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность
							S, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	3	6
Вольтметр 3-х фазный	Н – 344	10	1	1	0	1	10
Итого							16

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нм} = 6(10)кВ$	$U_n = 6,3кВ$	$U_{нм} \geq U_n$
$S_n = 20 ВА$	$S_p = 16 ВА$	$S_n \geq S_p$

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \quad (55)$$

$$I_2 = \frac{16 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,28 А$$

$\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5 \%$ – допустимые потери напряжения

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\partial on} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% \quad (56)$$

$$q_{\min} = 0,0283 \cdot \frac{50 \cdot 0,28 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,48 \text{ мм}^2$$

Для соединения ТН с приборами выбираем кабель АКРВГ – 1,5 мм²

7.6 Выбор токопровода 6 кВ

Для распределительного устройства принимаем к установке токопровод закрытый с прямоугольной формой кожуха типа ТЗП, предназначен для выполнения электрического соединения в цепях трехфазного переменного тока силовых трансформаторов со шкафами комплектных распределительных устройств электрических станций.

Преимущества ТЗП 6 кВ:

- Оптимальное соотношение цены и качества;
- неприхотливость и низкие затраты при эксплуатации и ремонте;
- продолжительный срок службы — 40 лет;
- легкий монтаж - стыковка выполняются за счет болтовых соединений;
- компактность - требует меньше свободного пространства при прокладке, по сравнению в круглым токопроводом с воздушной изоляцией;
- надежность - комплектуется системой индивидуального дистанционного контроля электрической прочности опорных изоляторов (УКОИ), с передачей информации в АСУ ТП станции.

Токопровод марки ТЗП-6-3150-161У3. Произведем его проверку. Результат в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики ТЗП-6-3150-161У3

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$

$I_{ном} = 3150 \text{ A}$	$I_{раб\ max} = 789,62 \text{ A}$	$I_{ном} \geq I_{раб\ max}$
$i_{дин} = 161 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,67 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 6596 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 785,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_m \geq B_k$

7.7 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (57)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 185 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (58)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода, км

$$U = \frac{145}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 145} = 121 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (59)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(584,416 - 331)}{430} \cdot 331 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 952,73 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (60)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{952,73}{220} = 4,33 \text{ кДж/кВ}$$

На стороне высокого напряжения блочного трансформатора и резервного трансформатора собственных нужд выбираем ОПН марки ОПНН-110 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 4,4 кДж/кВ с параметрами в таблице 15, внешний вид на рисунке 17:

Таблица 17– Характеристики ОПНН-110 УХЛ1

Напряжение сети	110кВ
Наибольшее допустимое напряжение	121кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	850 А

Со стороны низкого напряжения трансформатора собственных нужд выбираем ОПН-РТ/TEL УХЛ1 с удельной энергоемкостью 4,6 кДж/кВ с параметрами, приведенными в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристики ОПН-РТ/TEL 6/6,9 УХЛ1

Напряжение сети	6кВ
Наибольшее допустимое напряжение	6,9кВ
Номинальный разрядный ток	3 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	760 А
Классификационное напряжение	10кВ

7.8 Выбор аккумуляторной батареи на КРУЭ

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорами (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование

переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей, существенно упростить оперативные цепи.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный аккумуляторной батареей и соответствующего распределительного устройства.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на ТЭС составляют следующие приемники:

- аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;
- приводы выключателей, автоматов, контакторов;
- аварийное освещение;
- электродвигатели аварийных насосов системы уплотнения вала генератора.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. На электростанциях применяют свинцовые аккумуляторные батареи стационарные для коротких разрядов СК или с намазанными пластинами СН.

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.

По данным Научно-исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются:

- для разряда при начальной температуре электролита 10° С – 21 А;
- при 25° С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}} \quad (61)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах;

$U_{\text{ПА}}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,15 В).

$$n_0 = \frac{110}{2,15} \approx 51,2 \text{ элемента}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\text{min}} = \frac{110}{2,6} \approx 42,3 \text{ элемента}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется общее число элементов батареи n :

$$n = \frac{110}{1,75} \approx 62,86 \text{ элемента}$$

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{\text{AB}}}{J} \quad (62)$$

где I_{AB} – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, складывающаяся из аварийного тока освещения (160 А) и постоянной части (20 А), А;

1,05 – коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка аварийного разряда, A/N , приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{180}{25} = 7,56$$

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера и по этому номеру выбираем аккумуляторные батареи серии СН-8.

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему не равенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX} \quad (63)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{ПР} + I_{ПОСТ} \quad (64)$$

где $I_{ПР}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима (56,9 А).

$$I_{T.MAX} = 160 + 20 + 56,9 = 236,9 \text{ А}$$

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть $0,03 \cdot N$. Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot N + I_{П} \quad (65)$$

где I_{II} – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{II} \geq 1,05 \cdot 8 + 20 = 28,4 \text{ А}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U_{II} \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (66)$$

$$U_{II} = 2,15 \cdot 51,2 = 110,1 \text{ В.}$$

В качестве подзарядных устройств применяем выпрямительные агрегаты с твердыми выпрямителями, типа ВАЗП-380/260-40/80, на напряжение 380-260 В и ток 40-80 А.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда

$$I_A = 5 \cdot N + I_{II} \quad (67)$$

$$I_A = 5 \cdot 8 + 20 = 60 \text{ А}$$

и напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (68)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 62,85 = 172,8 \text{ В}$$

В качестве зарядных устройств применяют двигатели-генераторы (с генератором постоянного тока параллельного возбуждения).

8. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПОДСТАНЦИИ

Электротехнические установки в отношении мер электробезопасности разделяются на:

электроустановки выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими — более 500А — токами замыкания на землю);

электроустановки выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);

электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

электроустановки до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называют трехфазную электрическую сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Под коэффициентом замыкания на землю понимается отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока). Изолированная нейтраль — нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель — проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим

проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

защитное — для обеспечения электробезопасности; рабочее — для обеспечения нормальных режимов работы установки;

молниезащитное — для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Если на заземлитель подать потенциал, то в точках земли, расположенных в непосредственной близости от него, возникнут потенциалы, измеряемые относительно удаленной точки. С удалением от места расположения заземлителя потенциал уменьшается (зависимость обратно пропорциональна расстоянию) и в удаленных точках близок к нулю. Таким образом, в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удаленные от заземлителя (обычно достаточно расстояние в несколько десятков метров).

Крутизна кривой распределения потенциалов зависит от проводимости грунта: чем меньше проводимость грунта, тем более пологую форму имеет кривая, тем дальше расположены точки нулевого потенциала.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин "сопротивление заземлителя". Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении

удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений, и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 — 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 — 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 — 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при

высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 — 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга. Это вызывает экранирование, приводящее к относительному уменьшению объема грунта при растекании тока с каждого электрода, и увеличивает сопротивление заземлителя. Если заземлитель из одного электрода имеет сопротивление $R_{\text{э}}$, то заземлитель из n параллельно заключенных электродов имеет сопротивление (по (12.2) [7]).

$$R_{\text{з}} = \frac{R_{\text{э}}}{K_{\text{и}} \cdot n} \quad (69)$$

где: $K_{\text{и}}$ — коэффициент использования электрода, который уменьшается с увеличением числа электродов и уменьшением расстояний между ними. Увеличение числа вертикальных электродов при тех же размерах ряда или контура приводит к незначительному уменьшению сопротивления растеканию.

8.1. Расчет заземляющего устройства

Заземлитель может быть простым и сложным. Простой заземлитель выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Расчет простых заземлителей ведется методом коэффициента использования.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины $L_{\text{г}}$

горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_B вертикальных заземлителей.

В качестве расчетной можно принять двухслойную модель неоднородной земли с удельным сопротивлением слоев — верхнего p_1 толщиной h_1 и нижнего p_2 .

Расчет удельного эквивалентного электрического сопротивления земли (грунта) производится по формуле (12.8) [7]:

$$p_{\text{э}} = p_1 \cdot \left(1 - e^{-\alpha \cdot \frac{h_1}{\sqrt{s}}} \right) + p_2 \cdot \left(1 - e^{-\beta \frac{\sqrt{s}}{h_1}} \right) \quad (70)$$

где: p_1, p_2 – удельное электрическое сопротивление

верхнего и нижнего слоев земли, Ом м;

h_1 – толщина верхнего слоя земли, м;

α, β - коэффициенты:

при $p_1 > p_2$ $\alpha = 3,6$ $\beta = 0,1$;

при $p_1 < p_2$ $\alpha = 1,1$ $\beta = 0,3$.

Сопротивление вертикального электрода, находящегося в двухслойной земле (или в однородной, но с учетом промерзания или высыхания верхнего слоя) , определяется формулой (12.9) [7]:

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \left(\ln \frac{2l_{\text{в}}}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t_1 + l_{\text{в}}}{4t_1 - l_{\text{в}}} \right)}{l_1/p_1 + l_2/p_2} \quad (71)$$

где: p_1, p_2 - удельные сопротивления соответствен-

но верхнего и нижнего слоев земли, Ом • м;

l_1, l_2 - части электродов, находящиеся в верх-

нем и нижнем слоях земли, м;

l_b - длина электрода, м;

d — внешний диаметр электродов, м;

t_1 — глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

Сопротивление растеканию горизонтального полосового электрода определяется по формуле (12.11) [7]:

$$r_r = \frac{0,366\rho}{l} \ln \frac{2l^2}{bt} \quad (72)$$

где: l — длина полосы, м;

b - ширина полосы, м;

t — глубина заложения, м.

Сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов и число вертикальных электродов определяется по формуле (12.13 [7]):

$$R_{\Sigma} = \frac{R_b R_r}{R_b + R_r} \quad (73)$$

ПС Соболев находится на юге Приморского края где литологический разрез представлен следующими слоями (сверху вниз):

Суглинки буровато-коричневые маловлажные мощностью 1 метр ($\rho_1 = 100$ Ом м).

Глины серого цвета маловлажные и полутвердые мощностью 5 метра ($\rho_2 = 70$ Ом м);

Удельного эквивалентное электрическое сопротивления грунта производится по формуле ():

$$p_s = 100 \cdot \left(1 - e^{-3,6 \cdot \frac{1}{\sqrt{21000}}}\right) + 70 \cdot \left(1 - e^{-0,1 \cdot \frac{\sqrt{21000}}{1}}\right) = 72,45 \text{ Ом м}$$

где S – площадь подстанции $240 \times 87,5 = 21000 \text{ м}^2$

Принимаем вертикальный электрод длиной 3 метра, диаметром 0.012 метра. Электрод погружается в грунт на глубину 0.5 метров от поверхности земли.

Сопротивление вертикального электрода:

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right)}{0,5/100 + 2,5/70} = 59,41 \text{ Ом}$$

На ПС принимаем 60 вертикальных электродов. Коэффициент использования вертикальных электродов 0,67 по табл. 12.2 [1].

Общее сопротивление всех электродов будет равно:

$$R_{\text{в}} = \frac{59,41}{0,67 \cdot 60} = 1,48 \text{ Ом}$$

Горизонтальные элементы заземлителя выполнены из полосовой стали 30×4 и укладываются на глубине 0.5 метров. По всей территории ПС Соболев протяженный заземлитель составляет 1580 метров. Сопротивление растеканию горизонтального полосового электрода определяется по формуле:

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot 100}{1580} \ln \frac{2 \cdot 1580^2}{0,03 \cdot 2} = 0,33 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя с учетом импульсного коэффициента равно:

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \frac{R_{\text{в}} R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{г}}} = 0,9 \frac{1,48 \cdot 0,33}{1,48 + 0,33} = 0,29 \text{ Ом}$$

где $\alpha_{\text{и}}$ - импульсный коэффициент заземлителя, зависящий от типа заземлителя, удельного сопротивления грунта. Для грунта с удельным сопротивлением до 100 Ом м $\alpha_{\text{и}} = 0,9$.

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В

$$U_{\text{з}} = R_{\text{и}} \cdot I_{\text{з}} = 0,29 \cdot 9000 = 2661 < 5000 \text{ В}$$

где: $I_{\text{з}}$ – расчетный ток замыкания на землю (по табл. 4).

Заземляющее устройство необходимо проверить на напряжение прикосновения. Напряжение прикосновения на территории подстанции не должно превышать 360 В.

Напряжение прикосновения определяется по выражению (7.9) [1]

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot U_{\text{з}} \quad (74)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент прикосновения определяется по формуле (7.22) [1]

$$K_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,56 \cdot 0,4}{\frac{3 \cdot 1580}{9 \cdot \sqrt{21000}}} = 0,1253$$

где M – параметр, зависящий от P_1/P_2 , при отношении $100/70 M = 0,56$ [1]; $l_{\text{в}}$ - длина вертикального заземлителя, м; a – расстояние между вертикальными заземлителями равно $3l_{\text{в}}$, м; S – площадь подстанции, м²; $L_{\text{г}}$ - длина полосы, м; β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta = R_{ч}/(R_{ч}-R_{с})=1000/(1000- 1,5 \cdot 1000)=0,4$$

где $R_{ч}$ - сопротивление человека = 1000 Ом; $R_{с}$ – сопротивление растеканию тока от ступеней в землю,

$$R_{с}= 1,5 \cdot R_{вс}, R_{вс} – \text{удельное сопротивление верхнего слоя земли Ом м.}$$

При этом напряжение прикосновения будет равно:

$$U_{пр}= 0,1253 \cdot 2661 = 333,5 \text{ В} < 360 \text{ В}$$

8.2 Расчет молниезащитного устройства

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере

продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

Общая схема решения задачи: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год защищаемого объекта. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

зона А: $h_0 = 0,85h$; $r_0 = (1,1 - 0,002h)h$;

$$r_x = (1,1 - 0,002h) \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right); \quad (75)$$

где h_0 - вершина конуса зоны защиты, м; r_0 - радиус основания конуса на уровне земли, м; r_x - радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м; h_x - высота защищаемого сооружения, м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном L , имеет значительно большие размеры, чем сумма зон защиты двух одиночных молниеотводов. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной (рис. 2), а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода.

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$\left. \begin{aligned} h_c &= h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L - h); \\ r_{cx} &= r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right) \end{aligned} \right\}$$

Зона А существует при $L < 3h$, в противном случае молниеотводы рассматриваются как одиночные;

L -расстояние между молниеотводами, м; h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м; r_c — ширина совместной зоны на уровне земли, м; r_{cx} — ширина горизонтального сечения совместной зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м.

Основным условием наличия совместной зоны защиты двойного стержневого молниеотвода является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$. В этом случае конфигурация совместной зоны защиты в плане представляет собой две равнобедренные трапеции, имеющие общее основание длиной $2r_{cx}$, которое лежит посередине между молниеотводами.

Объекты, расположенные на достаточно большой территории, защищаются несколькими молниеотводами (многократный молниеотвод). Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности одного или группы сооружений высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

Произведя расчет по формулам (25) получим радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли. Зоны защиты необходимо построить на высотах: 17 м для КРУЭ 110 кВ, 11,35 м для КРУ 6 кВ и 5 м для остального оборудования.

Результаты расчета сведены в таблицу 19.

Таблица 19 - Радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли.

Зона защиты	Высота h_x , м		
		17	11,35

Продолжение таблицы 19

А	10,91	17,82	25,58
---	-------	-------	-------

Для расчета зоны защиты двойного стержневого молниеотвода используем формулы (26). Результаты расчета сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Габариты зоны защиты двойных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина горизонтального сечения $r_{сх}$ на высоте h_x , м		
		17	11,35	5
1-2	75,0	1,68	11,66	22,86
3-4	62,5	5,01	13,88	23,84

9. РАСЧЕТ УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

В сетях с глухо заземлённой нейтралью (110 кВ и выше) устанавливаются защиты от междуфазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю, действующие на отключение.

В сетях с многосторонним питанием, защиты устанавливаются на обоих концах линии. Для обеспечения селективности токовые защиты в условиях двухстороннего питания, как правило, выполняются направленными, со ступенчатыми характеристиками выдержки времени.

Согласно требований ПУЭ [8], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

- однофазных замыканий на землю и на выводах, присоединённых к сети с глухозаземленной нейтралью;

- витковых замыканий в обмотках;

- токов в обмотках, обусловленных внешним КЗ;

- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

- понижением уровня масла;

- частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;

- однофазных замыканий на землю в сетях от 3 – 10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которых отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Таким образом, для защиты трансформатора Т будут использоваться:

- от внутренних КЗ на выводах трансформатора – продольная дифференциальная защита ДФЗ;

- от перегрузки - токовая защита с действием на сигнал и выдержкой времени;

- от замыканий на землю – МТЗ и МТЗ0;

От повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла – газовая защита.

Из современных интегральных комплексов защиты используется AREVA модель MICOM 633.

Устройства дифференциальной защиты MICOM серии Р63х предназначены для быстрой и селективной защиты от коротких замыканий в трансформаторах, электродвигателях и генераторах, а также прочих объектов, подключаемых к энергосистеме с двух трех или четырех различных сторон.

Семейство Р63х состоит из устройств четырех типов:

устройства Р631 и Р632 предназначены для защиты объектов с двусторонним питанием;

устройства Р633 и Р634 – для защиты устройств с трех и четырехсторонним питанием.

Основные функции:

Устройства дифференциальной защиты Р63х обладает следующими основными функциями, позволяющими осуществлять:

трехсистемную дифференциальную защиту объектов, имеющих до четырех сторон питания (подключения);

согласование амплитуд и групп соединения вторичных токов, подаваемых на дифзащиту;

выделение тока нулевой последовательности, по выбору может быть отключен для любой стороны защищаемого объекта;

характеристику срабатывания с двумя точками перегиба;

стабилизацию дифференциального тока при включении защищаемого объекта по наличию второй гармоники (по выбору может быть выполнена с воздействием, охватывающим измерительную систему, без этого воздействия или вообще отключена);

стабилизацию дифференциального тока при перевозбуждении защищаемого объекта по наличию пятой гармоники (по выбору может быть отключена);

стабилизацию дифференциального тока при внешнем КЗ при помощи дискриминатора насыщения;

дифференциальную защиту нулевой последовательности (от замыканий на землю) (в устройстве Р631 отсутствует);

трехступенчатую максимальную токовую защиту с независимой выдержкой времени, с выбором повреждений фазы и отдельными системами измерения фазных токов, тока обратной последовательности и тока замыкания на землю;

одноступенчатую максимальную токовую защиту с зависимой выдержкой времени, с выбором поврежденной фазы и отдельными системами измерения фазных токов, тока обратной последовательности и тока замыкания на землю;

защиту от тепловой перегрузки (по выбору может быть выполнена с помощью относительной или абсолютной модели защищаемого объекта);

защиту от повышения / понижения частоты;

защиту от повышения / понижения напряжения с выдержкой времени;

контроль наличия предельных величин;

параметрическую логику.

Наряду с вышеуказанными характеристиками, а также осуществляемым в широком диапазоне самоконтролем Р63х обладает следующими функциями, позволяющими осуществлять:

выбор подгруппы параметров;

регистрацию оперативных данных (протоколирование сообщений с присваиванием абсолютного времени);

определение величин (параметров), перегрузок;

регистрацию данных о перегрузках (протоколирование сообщений с присваиванием абсолютного времени);

определение величин параметров аномальных режимов;

регистрацию (запись, протоколирование) аномальных режимов с присваиванием абсолютного времени, а также регистрация причин повреждений для фазных токов всех сторон трансформатора);

расширенную регистрацию величин повреждений (регистрацию величин тока и напряжения нейтрали с каждой стороны трансформатора).

9.1. Выбор оперативного тока на ПС Соболев 110/6 кВ

Согласно норм проектирования для данного вида подстанций принимаем наиболее надежный и экономичный постоянный (выпрямленный) оперативный ток.

В качестве источников питания шинок оперативного тока в разных режимах будут служить трансформаторы собственных нужд ТСН1 и ТСН2, трансформаторы напряжения со стороны высокого напряжения 110 кВ 1TV и 2TV и трансформаторы тока на вводах 110 и 6 кВ и на отходящих линиях 6кВ.

Все источники питания подключены к шинкам ОТ через выпрямительный блок.

Трансформаторы собственных нужд через БПН1(2) типа БПН-1001.

Трансформаторы напряжения через стабилизированные блоки БПНС-1(2) типа УКПС-2.

Трансформаторы тока через блоки БПТ-1(2) типа БПТ-1002. Напряжение оперативного тока принимаем - $U_{от} = 220В$

9.2. Расчет защит трансформатора

9.2.1. Дифференциальная защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение поврежденного трансформатора от неповрежденной части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ,

вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением реле тока, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса. Используем защиту микропроцессорную «Сириус-Т» фирмы «Радиус».

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Выбираю уставки дифференциальной защиты (реле ДЗТ-11 с тормозной обмоткой) для двухобмоточного трансформатора ТДН 10000/110 ($S_{тр}=10\text{MVA}$):

$$U_{к,\%} = 13,1$$

Потери:

$$P_{х,\text{кВт}} = 55;$$

$$P_{к}=185; I_{хх}\% = 1,78$$

ТДН – 3^х фазный, масляное охлаждение с дутьем, РПН, грузоопорный.

$I'_{нб}$ – первая составляющая тока небаланса, обусловленная точностью трансформаторов тока.

$I''_{нб}$ – вторая составляющая тока небаланса, возникающая из-за регулирования напряжения на трансформаторе.

$I'''_{нб}$ – третья составляющая тока небаланса, обусловленная неточностью выставленных витков.

Расчет тока небаланса без учета третьей составляющей

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} = \left(K_a \cdot K_{\text{од}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta N}{100} \right) \cdot I_{\text{кзmax}}^3 \quad (76)$$

$$I_{\text{нб}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 1374,1 = 275,1 \text{ А, где;}$$

$K_a = 1$ - коэффициент апериодичности тока КЗ, принимается (1-1,9);

$K_{\text{од}} = 1$ - коэффициент однотипности ТТ, выбирается (0,5-1), используя однотипные ТТ.

$\varepsilon = 10\%$ - погрешность ТТ, при нагрузке, не превышающей паспортную;

$\Delta N = 10\%$ - половина диапазона регулирования трансформатора;

Первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального тока небаланса $I''_{\text{нб}}$:

$$I_{\text{сз1}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб}} \quad (77)$$

$$I_{\text{сз1}} = 1,3 \cdot 275,1 = 358 \text{ А, где}$$

$K_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности (коэффициент отстройки)

по условию отстройки от броска намагничивающего тока трансформатора:

$$I_{\text{сз2}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном}} = 1,5 \cdot 50,50 = 76,0 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания по второму условию т.к.

$$I_{\text{сз1}} \geq I_{\text{сз2}}$$

$$358 \geq 76,0 \text{ в } 4,7 \text{ раза}$$

$I_{сз2} = 76\text{А}$, то принимаем соответствующую уставку микропроцессорного реле равную 100 А.

$F_{с.р.} = 100\text{А}$ – (МДС) магнитодвижущая сила реле, для реле ДЗТ-11 по данным завода.

Расчетным по чувствительности является КЗ между двумя фазами на стороне 6 кВ в минимальном режиме работы питающей системы при максимальном сопротивлении защитного трансформатора.

Таблица 21 - Расчетная таблица

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110кВ	6кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ср}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115}$ =50,5А	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3}$ =918А
Схема соединения обмоток трансформатора		Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока		Δ	Y
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{ТА}$	100/5	1000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощн. защищ. трансформатора, А	$I_{НОМ,2} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{сх}}{K1}$	$\frac{50,5 \cdot \sqrt{3}}{20}$	$\frac{918 \cdot \sqrt{1}}{20} = 4,4$
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{с.р.осн} = I_{сз} \cdot K_{сх}$ K_{I110}	$\frac{76 \cdot \sqrt{3}}{20} = 6,6$	
Число витков обмотки НТТ реле основной стороны: Расчетное Предварительно принятое(ближайшее меньшее)	$W_{осн.расч} = \frac{F_{с.р.осн}}{I_{с.р.осн}}$ $W_{осн} = W_{Iур}$	$\frac{100}{6,6} = 15,2$	15

<p>Число витков обмотки НТТ реле не основной стороны: Расчетное Предварительно принятое(ближайшее целое)</p>	$W_{Iрасч} = W_{осн} \cdot \frac{I_{осн}}{I_i}$ $W_I = W_{Iуп}$	$15 \cdot \frac{4.5}{4.4} = 15.3$ <p style="text-align: center;">15</p>
<p>Составляющая первичного тока небаланса, обусловленная округлением расчетного числа витков неосновной стороны, для расчетного случая повреждения, А</p>	$I'''_{НБ.расч} = \frac{W_{Iрасч} - W_I}{W_{Iрасч}} \cdot I^3_{КЗmax}$	$\frac{15,3 - 15}{15,3} \cdot 1374,1 = 27$
<p>Первичный расчетный ток небаланса с учетом составляющей $I'''_{НБ.расч}, А$</p>	$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}$	$275,1 + 27 = 302$
<p>Ток срабатывания защиты на основной стороне, А</p>	$I_{с.з} = \frac{F_c \cdot p}{W_{осн}} \cdot \frac{K_{I110}}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{15} \cdot \frac{20}{\sqrt{3}} = 77.0$
<p>Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной и неосновной сторонах</p>	$W_{осн} = W_{Iуп}$ $W_I = W_{Iуп}$	<p style="text-align: center;">15</p> <p style="text-align: center;">15</p>

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$W_{торм} = \frac{K_H \cdot I_{нб} \cdot W_{осн}}{I_{КЗ}^{(3)} \cdot \text{tg} \varphi} = \frac{1,5 \cdot 302 \cdot 15}{1374,1 \cdot 0,75} = 6,59 \approx 7 \text{ витков} \quad (78)$$

принимаем $W_T = 7$ витков

K_H 1, - коэффициент надежности (коэффициент отстройки);

$\text{Tg} \varphi = 0,75$ – тангенс угла, характеризующий торможение данного типа реле, для реле ДЗТ-11 (0,75-0,8);

Трк 2^x фазного КЗ на шинах Н:

$$I_{\text{кзвн}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кзвн}}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1374,1 = 1182 \text{ А} \quad (79)$$

Коэффициент чувствительности защиты Т1:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^2 \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{1182 \cdot \sqrt{3}}{77 \cdot \sqrt{3}} = 8,8 \geq 2 \quad (80)$$

В соответствии с требованиями ПУЭ коэффициент чувствительности дифференциальной защиты (при коротких замыканиях на выводах трансформатора) должен быть $K_{\text{ч}} \geq 2$

Рассмотренная защита соответствует требованию ПУЭ и может быть использования для защиты данного трансформатора. Время срабатывания защиты на отключение вводов ВН и НН = 0 сек.

9.2.2. Максимальная токовая защита трансформатора со стороны высокого напряжения

Защита устанавливается со стороны источника питания, с тем чтобы включить в ее зону действия сам трансформатор. Для расширения зоны действия максимальной токовой защиты, трансформаторы тока располагают у выключателей. Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, а также нарушением нормального режима электрической сети.

Максимальный ток перегрузки, от которого необходимо отстроить защиту, обычно определяется из рассмотрения двух режимов: отключение неправильно работающего трансформатора или автоматического подключения нагрузки при действии АВР.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора со стороны высокого напряжения
- 110кВ.

$$I_{C.3.} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сз}}{K_{ВОЗ}} \cdot I_{T.НОМ.} \quad (81)$$

$$I_{C.3.} = \frac{13 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 50,5 = 106 \text{ А, где}$$

$$I_{НОМ.т} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (82)$$

$$I_{НОМ.т} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,5 \text{ А}$$

$K_H = 1,2$ - коэффициент надежности (коэффициент отстройки);

$K_{ВОЗ} = 0,85$ - коэффициент возврата реле (0,80 – 0,9 для реле РТ40).

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{СХ}}{K_{ТА}} \quad (83)$$

$$I_{C.P} = \frac{106 \cdot 1}{20} = 5,3 \text{ А, где}$$

$K_{СХ}$ - коэффициент схемы (для $Y=1$, для $\Delta = \sqrt{3}$)

$K_{ТА}$ - коэффициент трансформации ТТ, $K_{ТА} = 100/5$

Выбираем реле РТ-40/10

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}}^2}{I_{\text{СЗ.МТЗ.Т}}} \quad (84)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1182 \cdot 1}{106} = 6,4 \geq 1,5$$

6,4 \geq 1,5 требование ПУЭ выполняется.

Выбор времени срабатывания реле:

отстройка от времени срабатывания АВР на шинах НН

$$t_{\text{СЗ}} = t_{\text{СЗ.ВН}} + \Delta t \quad (85)$$

$$t_{\text{СЗ}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ сек.}$$

$\Delta t = 0,5$ – ступень селективности.

9.2.3. Максимальная токовая защита трансформатора со стороны низкого напряжения – 6 кВ.

Для сохранения трансформаторов собственных нужд в работе при внешних К.З. и от разных защит, отходящих от шин 6 кВ, присоединений от междуфазных коротких замыканий принимаю МТЗ низкого напряжения.

Ток срабатывания МТЗ низкого напряжения:

$$I_{\text{СЗ.МТЗнн}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗ}}}{K_{\text{ВОЗ}}} \quad (86)$$

$$I_{\text{СЗ.МТЗнн}} = \frac{918 \cdot 1,25 \cdot 1,4}{0,8} = 2010 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле тока

$$I_{C3.MTЗреле} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТАН}} \quad (87)$$

$$I_{C3.MTЗреле} = \frac{2010 \cdot 1}{200} = 10,05 A$$

Принимаем реле типа РТ40/20

Коэффициент чувствительности МТЗ низкого напряжения:

$$K_{ч.нн} = \frac{I_{сз.нн}^{(2)} \cdot K_{сх}}{K_{ТАН}} \quad (88)$$

$$K_{ч.нн} = \frac{0,87 \cdot 7970}{200} = 13,1 \geq 1,5$$

Время срабатывания МТЗ низкого напряжения

$$t_{C3.нн} = t_{C3.НН} + \Delta t \quad (89)$$

$$t_{C3.нн} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{сек}$$

Защита действует на отключение выключателя ввода НН - 6 кВ.

9.2.4. Максимальная токовая защита нулевой последовательности

Защита реагирует на ток I_0 , появляющийся в трансформаторе при внешних к.з. (однофазных и двухфазных на землю) и к.з. в трансформаторе.

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.маx}; t_{с.з.} = 0,6с \quad (90)$$

$$I_{нб.маx} = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кзBH}^{(3)} \quad (91)$$

$$I_{нб.маx} = 1,1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1374 = 57,64 A$$

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 57,64 = 69,17 A$$

$$K_q = \frac{3 \cdot I_{k \min}^{(1)}}{I_{с.з.}}, \quad (92)$$

Ток срабатывания реле тока по условию 8:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{K_{ТА}} = \frac{57,64 \cdot 1}{20} = 2,9 A$$

Принимаем реле РТ40/6

$$I_{k \min}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{1c} + x_{2c} + x_{0c} + x_{2L1} + x_{0L1} + 3 \cdot x_{mp.маx})} =$$

$$= \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (42,664 + 83,6 + 3 \cdot 102,325)} = 146,591 A.$$

$$K_q = \frac{3 \cdot 146,591}{69,17} = 6,35 \geq 1,2$$

Время срабатывания защиты на отключение тр-ра - $t_{с.з.} = 0,5$ сек

9.2.5. Земляная защита на стороне низкого напряжения

Земляная защита – это основная защита нулевой последовательности в сетях с изолированной нейтралью, предназначенная для подачи сигнала дежурному персоналу при однофазных замыканиях на землю. Защита реагирует на изменения напряжения нулевого провода. Реле напряжения подключается

через ФННП – фильтр напряжения нулевой последовательности. Вторичная обмотка трансформатора напряжения соединена по схеме разомкнутого треугольника.

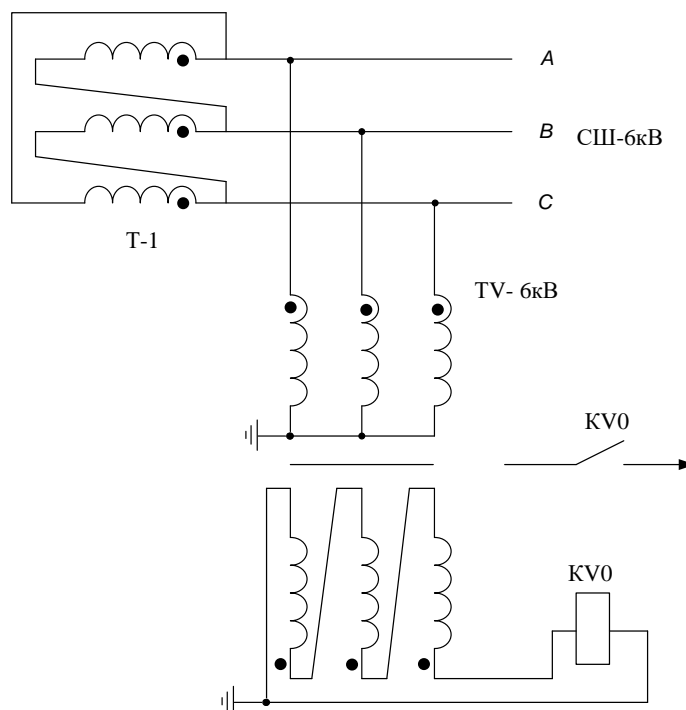


Рисунок 10 - Фильтр напряжения нулевой последовательности

Напряжение срабатывания реле напряжения KV_0 , где: $U_{\text{несб}} = 1-3 \text{ В}$, небаланс на ФННП в рабочих режимах (10-15) В – отстройка от напряжения сети 6кВ. Принимаем термостойкое максимальное реле напряжения типа РН-53/60Д. Время срабатывания защиты на сигнал $t_{\text{сз}} = 5 \text{ сек}$.

9.2.6. Токвая защита от перегрузки трансформатора

Защита выполняется действующей на сигнал посредством реле тока. Реле тока устанавливается в одной фазе (нагрузка трансформатора возникает одновременно на трех фазах). Для недопущения срабатывания при КЗ и кратковременных нагрузках, предусматривается установка реле времени. Выдержка времени принимается примерно 9 секунд, но не ниже чем время срабатывания МТЗ трансформатора.

$$T_{\text{перез}} = \Delta t_{\text{max}} + \Delta t \quad (93)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ном.Т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (94)$$

$$I_{\text{ном.Т}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 918 \text{ A}$$

$$I_{\text{сп}} = I_{\text{ном}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{воз}}} \quad (95)$$

$$I_{\text{сп}} = 918 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 1205 \text{ A}, \text{ где}$$

$K_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент надежности (коэффициент отстройки);

$K_{\text{воз}} = 0,8$ – коэффициент возврата;

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СП}} = \frac{I_{\text{номТ}} \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{воз}}} \quad (96)$$

$$I_{\text{СП}} = \frac{918 \cdot 1,05 \cdot 1}{200 \cdot 0,8} = 6 \text{ A}$$

Выбираем реле РТ-40/10

Время срабатывания защиты на сигнал - $t_{\text{сз}} = 5$ секунд.

9.2.7. Газовая защита трансформатора

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Основана на использовании явлений газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях и при "пожаре стали". Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

Также в трансформаторах могут возникнуть так называемые ненормальные режимы работы, обусловленные внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). Длительный перегруз трансформатора недопустим, так как в этом режиме выделяется повышенное количество тепла, что неудовлетворительно сказывается на изоляции обмоток.

Длительность допустимой перегрузки регламентируется ПУЭ. При наличии дежурного персонала защита выполняется на сигнал, на подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузки действует на разгрузку или отключение.

Газовая защита, как указывалось выше, основана на использовании явления газообразования в баке повреждённого трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это даёт возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле РГТ-80 – для основного бака трансформатора и струйное реле РСТ-25 для бака РПН.

Достоинства газовой защиты:

- высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака;
- сравнительно небольшое время срабатывания;

- простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков:

- основной из которых - не реагирование её на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателем;

- защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и в ряде других случаев;

- возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал;

- в связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Уставка срабатывания газовой защиты.

Для основного бака трансформатора реле РГТ-80: на отключении скорость масла в реле - 0,65 м/сек, $t_{сз} = 0$ сек. на сигнал объем выделенного газа в реле 300 см^3 $t_{сз} = 5$ секунд.

Для бака РПН трансформатора реле РСТ-25: на отключение скорость масла в реле – 1,2 м/сек. $T_{сз} = 0$ секунд.

10. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по реализации проектирования кабельных линий и ПС 110 кВ Соболев. В рамках данного раздела дадим оценку влияния подстанции на окружающую среду. Проанализируем вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе проектирования подстанции, и ее последующей эксплуатации в соответствии с требованиями безопасной эксплуатации электроустановок [11].

10.1 Безопасность

Последовательно рассмотрим меры по обеспечению безопасности сначала при монтаже кабельных линий 110 кВ Патрокл-Соболев и Соболев-Владивостокская ТЭЦ-2, потом при эксплуатации.

Монтаж КЛ 110 кВ начинается с рытья траншеи. Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и тому подобное), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации, места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ на местности.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих [11].

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом

запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону [6]. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спуска в траншею должны быть установлены лестницы или стремянки [11]. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и его прокладку необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску.

Кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливаются угловые ролики. Поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы. При прокладке кабеля по сложной трассе с промежуточными колодцами или поэтажными камерами для рабочих, находящихся в колодце и в камерах, должна быть обеспечена подача команд через связных [11].

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма – оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При протяжке кабеля в трубе следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах, туннелях и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности [11]:

- перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка огнем запрещается;

- открытый люк колодца ограждают или устанавливают возле него предупредительный знак;

- запрещается разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу – все эти операции следует делать только снаружи;

- расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых кастрюлях или ковшах, прикрепляемых к стальному тросу на карабине.

Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы [11].

В туннелях и коллекторах после проверки отсутствия газов разрешается при соблюдении мер пожарной безопасности разжигать паяльные лампы и жаровни, разогревать припой. Разогрев кабельной мастики следует производить вне помещения. Во время работы должны быть открыты два люка или две двери так, чтобы работающие находились между ними. Для освещения места работы в колодцах, а также в туннелях и коллекторах при недостаточности постоянного освещения применяют переносные лампы 12 В или аккумуляторные фонари.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер). Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка

подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю [11].

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежания попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

Кастрюлю с подогретой мастикой запрещается передавать из рук в руки. При передаче кастрюлю следует ставить на землю и брать только с земли. Работать с разогретой мастикой или припоем следует в рукавицах и предохранительных очках.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать их соприкосновения с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить [8].

10.2 Экологичность

Так как ПС 110 кВ Соболев имеет в своем составе масляное оборудование, а именно силовые трансформаторы 110/6 кВ которые установлены открыто на ОРУ, то необходимо соблюдать требования безопасности при возгорании масла [2].

При проектировании необходимо принять меры по защите оборудования при пожаре.

Это относится к силовым трансформаторам, складам масла и т.д. При пожаре может возникнуть утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки. В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом [2].

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

При пожаре на трансформаторе запрещается сливать масло из корпуса, т.к. это может привести к распространению огня [11].

Профилактические меры для предотвращения возникновения и распространения пожара в силовых трансформаторах.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т в должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Расчет маслоприемника для трансформатора ТДН - 10000/110/6.

Масса трансформаторного масла в соответствии с ГОСТ 2965-85: $m_{тр.м} = 10,2 \text{ т} = 10200 \text{ кг}$.

В соответствии с п. 4.2.69 Правил устройства электроустановок 7-е издание, при объеме масла до 20 т маслоприемники допускается выполнять без отвода масла [7].

Далее определяем объем трансформаторного масла по формуле, M^3 :

$$V_{TM} = \frac{M}{\rho_{TM}} = \frac{10200 \text{ кг}}{880 \text{ кг/м}^3} = 11,59 \text{ тн} \quad (97)$$

где M - масса масла, согласно ГОСТ 12965-85 таблица 2, кг;

ρ_{TM} - плотность масла, выбираемая из диапазона 880-890, кг/м³ [2].

Зная объем, который занимает масло, а также габаритные размеры трансформатора длину $A=5,8$ м; ширина $B=3,5$ м; высота $H=5,3$ м, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника с учетом требований указанных в п. 4.2.69 Правил устройства электроустановок 7-е издание [7]:

$$S_{МП} = (A+2\Delta) \cdot (B+2\Delta) = (5,8+2 \cdot 1) \cdot (3,5+2 \cdot 1) = 42,9 \text{ м}^2; \quad (98)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H = 2 \cdot (5,8+3,5) \cdot 5,3 = 98,58 \text{ м}^2; \quad (99)$$

Объем маслоприемника рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор и 80% от воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора(реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин [2].

Определим объем воды расходуемой на пожаротушение воды:

$$V_{\text{воды}} = 80\% \cdot (42,9 + 98,58) \cdot 0,2 \cdot 1800 = 40746 \text{ л} = 40,7 \text{ тн.}$$

$$V_{TM+вода} = V_{TM} + V_{воды} = 11,59 + 40,7 = 52,3 \quad (100)$$

Глубина маслоприёмника для приёма 100 % масла и 80 % воды, м:

$$h_{TM+вода} = \frac{V_{TM+вода}}{S_{МП}} = \frac{52,3}{42,9} = 1,22, \quad (101)$$

Окончательная глубина маслоприёмника с учётом насыпи гравия и зазора от сетки до поверхности масла определяется по формуле, м:

$$h_{МП} = h_{TM+вода} + 0,25 + 0,05 = 1,22 + 0,25 + 0,05 = 1,97 \quad (102)$$

Фундаменты под маслonaполненными трансформаторами должны выполняться из негорючих материалов. Эскиз маслоприёмника представлен на рисунке 8.

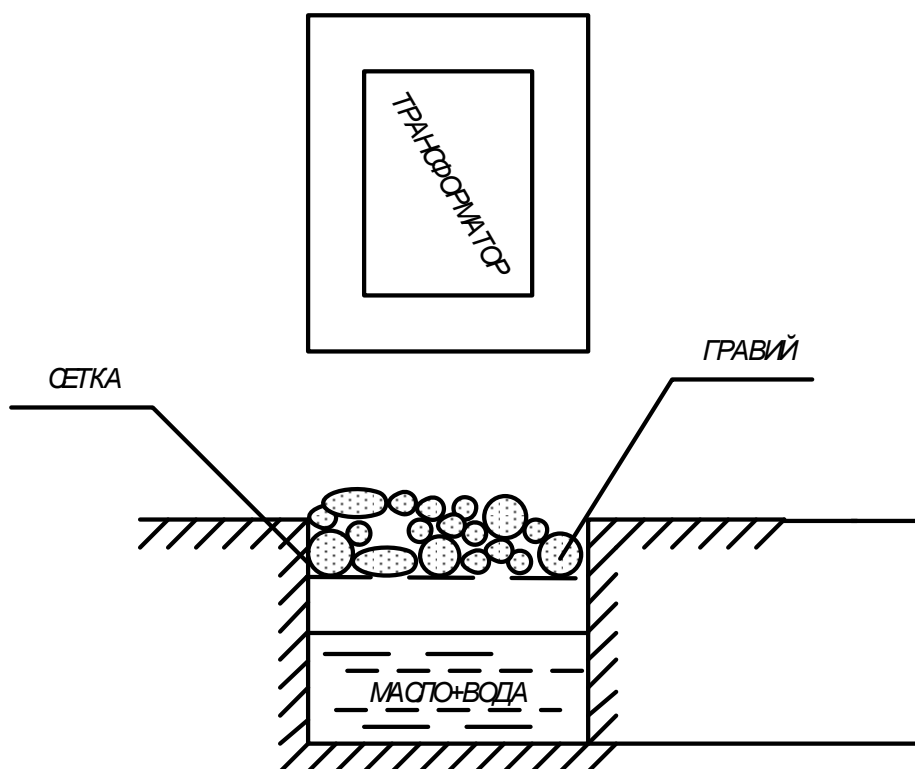


Рисунок 11 - Эскиз маслоприёмника

10.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации и мер по противодействию ей, возьмём возникновение пожара в ОПУ ПС 110 кВ Соболев. Порядок организации тушения пожаров на оборудовании энергетических объектов под напряжением 0,4 кВ [8].

Необходимость тушения пожара на элементах оборудования, находящегося под напряжением до 0,4 кВ, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы.

При возникновении пожара начальником смены станции выдается письменный допуск на тушение энергетического оборудования под напряжением до 0,4 кВ, которое рекомендуется оформлять заранее с учетом требований оперативных карточек пожаротушения и хранить на щите управления [8].

Оборудование, не защищенное автоматическими установками пожаротушения, допускается тушить с использованием имеющихся в наличии огнетушащих средств и принятием необходимых мер безопасности лицами, принимающими участие в тушении.

Оборудование электростанции, находящееся под напряжением выше 0,4 кВ перед допуском к тушению пожара, должно быть обесточено.

На каждом энергетическом предприятии распоряжением главного инженера (технического руководителя) определяется конкретное оборудование, которое по условиям технологии не может быть обесточено в случае возникновения пожара.

Для помещений (сооружений) с энергетическим оборудованием напряжением до 0,4 кВ, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются или разрабатываются вновь оперативные карточки действий при пожаре. В них указывается [8]:

расположение не обесточенного оборудования;

необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара;

места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения;

возможные маршруты движения боевых расчетов к месту пожара.

Требования безопасности при выполнении работ по тушению пожара.

Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществить заземление пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 1. Допускается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов-изготовителей. Тушение пенными огнетушителями не допускается.

Таблица 22 - Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением.

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
до 10 кВ	не менее 1 метра	углекислотные
до 1 кВ	не менее 1 метра	порошковые
до 0,4 кВ	не менее 1 метра	хладоновые

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений противопожарной службы и ведомственной пожарной

охраны и персонал энергопредприятий обязан выполнять следующие требования [8]:

работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

находится на безопасном расстоянии до электроустановок;

заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личный состав подразделений противопожарной службы, ведомственной пожарной охраны и персоналу запрещается:

самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;

осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;

использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Необходимое количество электрозащитных средств на объекте для подразделений пожарной охраны, привлекаемых к тушению пожаров, определяется при разработке планов пожаротушения (оперативных карточек).

Личный состав подразделений противопожарной службы должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением.

Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий, а затем заносятся в план пожаротушения (оперативные карточки) [8].

Трансформаторы наружной установки должны окрашиваться в светлые тона для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца.

Тушение пожара в силовых трансформаторах.

При аварии на трансформаторе с возникновением пожара он должен быть отключен от сети со всех сторон и заземлен. После снятия напряжения тушение пожара нужно проводить всеми средствами пожаротушения [8].

При наличии на трансформаторе стационарной установки пожаротушения ее необходимо включить дистанционно (вручную), если она не включилась автоматически.

При внутреннем повреждении трансформатора с выбросом масла через выхлопную трубу или через нижний разъем и возникновении пожара внутри трансформатора, необходимо вводить средства тушения пожара в середину трансформатора сквозь верхние люки и сквозь деформированный разъем.

При возникновении пожара на трансформаторе сливать масло с трансформатора запрещается, так как это может привести к повреждению внутренних обмоток и вызвать трудности при дальнейшем тушении.

При взрыве или пожаре трансформатора, последний должен быть отключен со всех сторон. После снятия напряжения производить пожаротушение. Целесообразно использовать распыленную воду и огнетушащий порошок, подаваемый отдельно или в комбинациях.

Для ликвидации очага пожара должны быть приняты меры, предотвращающие растекание трансформаторного масла.

Во время тушения горящих кабелей напряжением выше 1000 В, работающий с пожарным стволом должен направлять распыленную струю воды через дверной проём или люк, не заходя в отсек с горящими кабелями.

Одновременно с тушением пожара персонал должен принять меры к возможно быстрому снятию напряжения с кабелей, находящихся в зоне пожара (в первую очередь с кабелей, имеющих более высокое напряжение)

После ликвидации пожара или очага загорания прикасаться к кабелям разрешается только после полного снятия напряжения как с силовых, так и с контрольных кабелей.

Пожар в здании ЗРУ 10 кВ ПС Соболев относится к техногенным чрезвычайным ситуациям.

В качестве первичного средства пожаротушения применяются огнетушители [8].

В соответствии с применяемым огнетушащим средством огнетушители могут быть:

-водные;

пенные (химические, химические воздушно-пенные, воздушно-пенные);

газовые (углекислотные, хладоновые, бромхладоновые);

порошковые.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работы мы получили готовый проект подстанции 110/6 кВ Соболев, соответствующий современным требованиям в области проектирования, надежности безопасности и экологичности. Данных результатов получилось добиться за счет применения при проектировании современных методик расчетов, использованием оборудования, обладающего повышенными характеристиками по безопасности и надежности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.
2. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: пособие /А.Б. Булгаков; АмГУ ИФФ. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. 90 с.
3. ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
4. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.
5. Идельчик В. И. Электрические сети и системы. Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.
6. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.
7. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
8. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)
9. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
10. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .
11. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н

12. Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592с.: ил.
13. Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.
14. Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.
15. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.
16. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей
17. Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.
18. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.
19. Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.
20. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.
21. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

22. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

23. Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

24. Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.