

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

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Оротукан напряжением 220/110/35/6 кВ в связи с вводом второй очереди Усть-Среднеканской ГЭС в Магаданской области

Исполнитель

студент группы 942-узб

подпись, дата

А.Ю. Ефремов

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Ефремов Андрей Юрьевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Оротукан напряжением 220/110/35/6 кВ в связи с вводом второй очереди Усть-Среднеканской ГЭС в Магаданской области

(утверждена приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электрических соединений подстанции 220/110/35/6 кВ Оротукан, потоки мощности и уровни напряжения в сетях 6 кВ и выше энергосистемы Магаданской области на 2019-2023гг.

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): расширение ОРУ 220 кВ на два линейных присоединения, расчет токов короткого замыкания, замена оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 расчётно-графических листов А1, приложение А Расчет токов короткого замыкания

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности Булгаков Андрей Борисович доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 04.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович профессор, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 90 с., 7 рисунков, 25 таблиц, 1 приложение, 30 источников.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, АВТОТРАНСФОРТОР, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе предложен вариант реконструкции подстанции Оротукан напряжением 220/110/35/6 кВ в связи с вводом второй очереди Усть-Среднеканской ГЭС в Магаданской области, вследствие этого, необходимо расширение ОРУ 220 кВ на два линейных присоединения, а также замена оборудования в связи с его моральным и физическим износом. Произведен расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования и устройств микропроцессорной релейной защиты автотрансформатора, выполнен расчёт молниезащиты и заземления оборудования подстанции, рассмотрены вопросы экологичности и чрезвычайных ситуаций, приведены затраты на реконструкцию, рассчитан срок окупаемости.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Нормативные ссылки | 6 |
| Определения, обозначения и сокращения | 7 |
| Введение | 8 |
| 1 Характеристика района электроснабжения подстанции Оротукан | 9 |
| 2 Расчёт токов КЗ для выбора и проверки оборудования | 15 |
| 2.1 Общие положения | 15 |
| 2.2 Расчёт параметров схемы замещения | 16 |
| 2.3 Расчёт токов короткого замыкания | 19 |
| 3 Выбор электрических аппаратов | 22 |
| 3.1 Общие положения | 22 |
| 3.2 Выбор выключателей 220 кВ | 22 |
| 3.3 Выбор выключателей 110 кВ | 25 |
| 3.4 Выбор разъединителей 220 кВ | 26 |
| 3.5 Выбор разъединителей 110 кВ | 27 |
| 3.6 Выбор трансформаторов тока 220 кВ | 28 |
| 3.7 Выбор трансформаторов тока 110 кВ | 32 |
| 3.8 Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ | 34 |
| 3.9 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ | 36 |
| 3.10 Выбор шинных конструкций 220 и 110 кВ | 37 |
| 3.10.1 Выбор жёстких шин 220 кВ | 37 |
| 3.10.2 Выбор гибких шин 220 кВ | 41 |
| 3.10.3 Выбор гибких шин 110 кВ | 42 |
| 3.11 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения 220 кВ | 43 |
| 3.12 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения 100 кВ | 46 |
| 3.13 Выбор изоляторов 220 кВ | 46 |
| 3.14 Выбор изоляторов 110 кВ | 47 |
| 4 Заземление и молниезащита | 49 |
| 4.1 Расчёт заземлителя | 49 |

| | |
|--|----|
| 4.2 Расчёт молниезащиты | 54 |
| 5 Релейная защита автотрансформатора | 57 |
| 5.1 Выбор марки защиты и её описание | 57 |
| 5.2 Выбор защит трансформатора | 58 |
| 5.3 Устройства резервирования при отказе выключателя | 67 |
| 6 Безопасность и экологичность | 70 |
| 6.1 Безопасность | 70 |
| 6.2 Экологичность | 77 |
| 6.3 Чрезвычайные ситуации | 81 |
| 7 Экономика | 84 |
| Заключение | 87 |
| Библиографический список | 88 |
| Приложение А Расчёт токов короткого замыкания | 91 |

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

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

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертежах

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 3.1130-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

Н.Н – низшее напряжение;

С.Н. – среднее напряжение;

В.Н. – высшее напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТЗНП – токовые защиты нулевой последовательности.

ВВЕДЕНИЕ

Подстанция 220/110/35/6 Оротукан предназначена для питания промышленных предприятий по угле- и золотодобыче и других потребителей на северо-востоке Магаданской области.

ОРУ 220 кВ и 110 кВ подстанции Оротукан выполнены по схеме 9 – одна рабочая, секционированная выключателем система шин.

В связи с вводом в энергосистему второго гидроагрегата Усть-Среднеканской ГЭС, установленная мощность которого 142,5 МВт, рассмотрен вариант расширения ОРУ 220 кВ. Для этого требуется расширение ОРУ 220 кВ подстанции Оротукан на две линейные ячейки с полным комплектом трансформаторов тока и напряжения, разъединителей. Все это даст возможность включить линии в работу и обеспечить надёжное электроснабжение потребителей города Магадана и юга Магаданской области. Кроме того, ЛЭП позволит разгрузить линию 220 кВ «Колымская ГЭС – Усть-Омчуг», что необходимо для энергоснабжения месторождений Яно-Колымской золоторудной провинции в Тенькинском городском округе.

Целью данной выпускной квалификационной работы является расширение ОРУ 220 кВ, кроме того, предусматривается замена коммутационных аппаратов ПС Оротукан 110 кВ.

В ходе расчёта рассмотрены следующие задачи: расчёт токов короткого замыкания для выбора оборудования; замена старого и проверка нового оборудования подстанции; расчёт молниезащиты и заземления; расчёт микропроцессорной релейной защиты автотрансформатора; приведена стоимость оборудования, произведен расчет экономической эффективности инвестиций в реконструкцию подстанции, установлен приблизительный срок окупаемости реконструкции.

В процессе разработки работы широко использовалась ПЭВМ с лицензионным ПО серии Microsoft Office, приложение Mathtype, ПО серии Microsoft Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/110/35/6 кВ «ОРТУКАН»

Магаданская область расположена в северо-восточной части Российской Федерации и граничит с юго-восточной стороны с Камчатским краем, с западной – с Хабаровским краем, с северо-западной – с Республикой САХА (Якутия), с северо-восточной – с Чукотским автономным округом. Сухопутные границы проходят по малонаселенным горным районам. Южная граница Магаданской области – морская (по Охотскому морю) со странами Азиатско-Тихоокеанского бассейна.

По своему географическому положению Магаданская область относится к районам Крайнего Северо-Востока и характеризуется суровым климатом, значительной удаленностью территории от центральных районов страны.

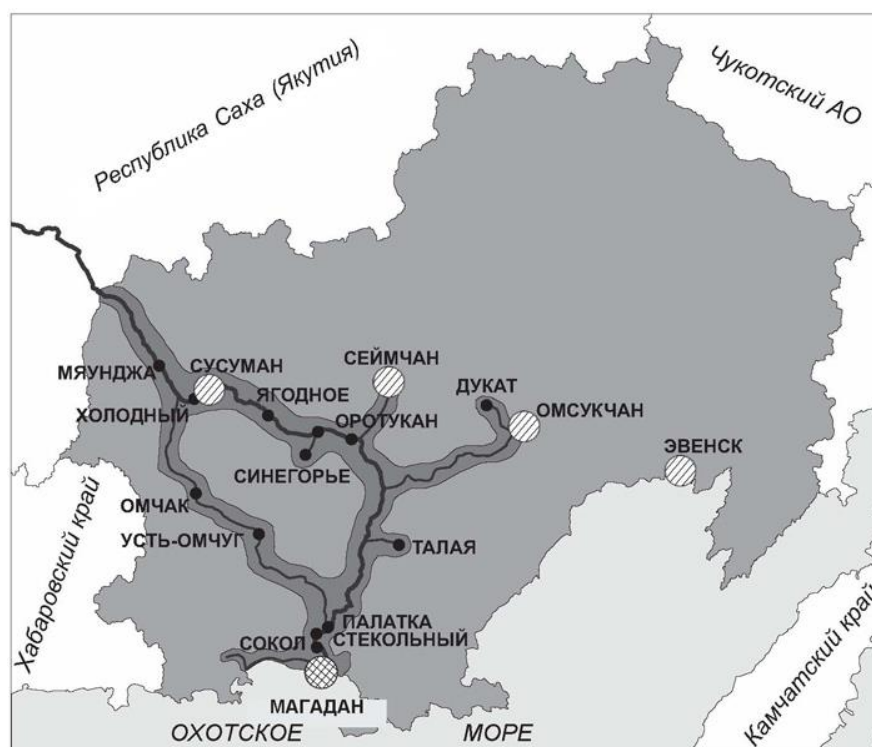


Рисунок 1- географическое расположение Магаданской области

В соответствии с административно-территориальным устройством Магаданской области в ее состав входят 6 районов, город областного значения – го-

род Магадан, город районного значения – город Сусуман, Омсукчанский городской округ, Сеймчанский городской округ, 24 городских населенных пункта (поселков городского типа) и 54 сельских населенных пунктов (поселков, сел).

Энергосистема Магаданской области работает изолированно от ОЭС Востока, обеспечивает электрической энергией потребителей Магаданской области и часть Оймяконского улуса Республики (Саха) Якутия.

На территории Магаданской области функционируют ОАО «Колымаэнерго» (ПАО «РусГидро») и ОАО «Магаданэнерго» (ОАО «РАО ЭС Востока»).

Основным источником электрической энергии является Колымская ГЭС (ОАО «Колымаэнерго»), которая обеспечивает потребности энергосистемы Магаданской области на 95%. Установленная мощность Колымской ГЭС = 900 МВт. В здании ГЭС установлены 5 гидроагрегатов мощностью по 180 МВт.

Усть-Среднеканская ГЭС - строящаяся гидроэлектростанция на реке Колыме, в Среднеканском городском округе Магаданской области. Входит в Колымский каскад ГЭС, составляя его вторую, нижнюю ступень. Усть-Среднеканскую ГЭС строят в чрезвычайно сложных природных условиях. Толщина вечной мерзлоты в этих местах достигает трехсот метров, а зимой здесь до шестидесяти градусов мороза. Так что большую часть работ выполняют в короткое теплое время года, и тщательно готовятся к каждому холодному сезону. Общая установленная мощность станции 570 МВт. Таким образом, пуск четвертого гидроагрегата – это завершающий этап. И на 2023 год намечено завершение строительства станции в полном объеме.

Строительство Усть-Среднеканской станции повысило надежность энергоснабжения в изолированной Магаданской энергосистеме, обеспечило электроэнергией новые производства, такие как один из крупнейших проектов по золотодобыче в России – Наталкинский ГОК.

Работая в составе каскада, Усть-Среднеканская ГЭС обеспечит судоходство на Колыме и снимет ограничения на режимы работы расположенной выше

по течению крупнейшей электростанции Магаданской области – Колымской ГЭС.

Общая протяженность линий электропередачи в Магаданской области по состоянию на 2020 год составляет 8087 км (по цепям), в том числе ВЛ 220 кВ — 1717 км, ВЛ 154 кВ — 2648 км, ВЛ 110 кВ — 1610 км, ВЛ 35-0,4 кВ — 2112 км. Большая часть линий электропередачи (общей протяженностью 7860 км) эксплуатируется ПАО «Магаданэнерго».

Износ электрических сетей ОАО «Магаданэнерго» составляет около 60 %, трансформаторных подстанций – 70 %.

Оротукан - посёлок городского типа в Ягоднинском районе Магаданской области, на правом берегу реки Оротукан. Район расположен в центре Магаданской области. На юге район граничит Хасынским районом, на севере-с Сусуманским, на западе-с Тенькинским, на востоке- со Среднеканским. Район расположен в центре Магаданской области. Площадь района составляет 29,5 тысячи квадратных километров. Крупнейшие реки района: Колыма, Дебин, Оротукан, Таскан, Бохапча.

Исходными данными к проекту послужили:

- схема электрических соединений ПС 220/110/35/6 кВ «Оротукан» на период до 2023г.

- потоки мощности и уровни напряжения в сетях 6 кВ и выше энергосистемы Магаданской области на 2019-2023 гг.

- проект развития электрических сетей 6 кВ и выше Магаданской области на период до 2019 г с учетом перспектив до 2025 г.

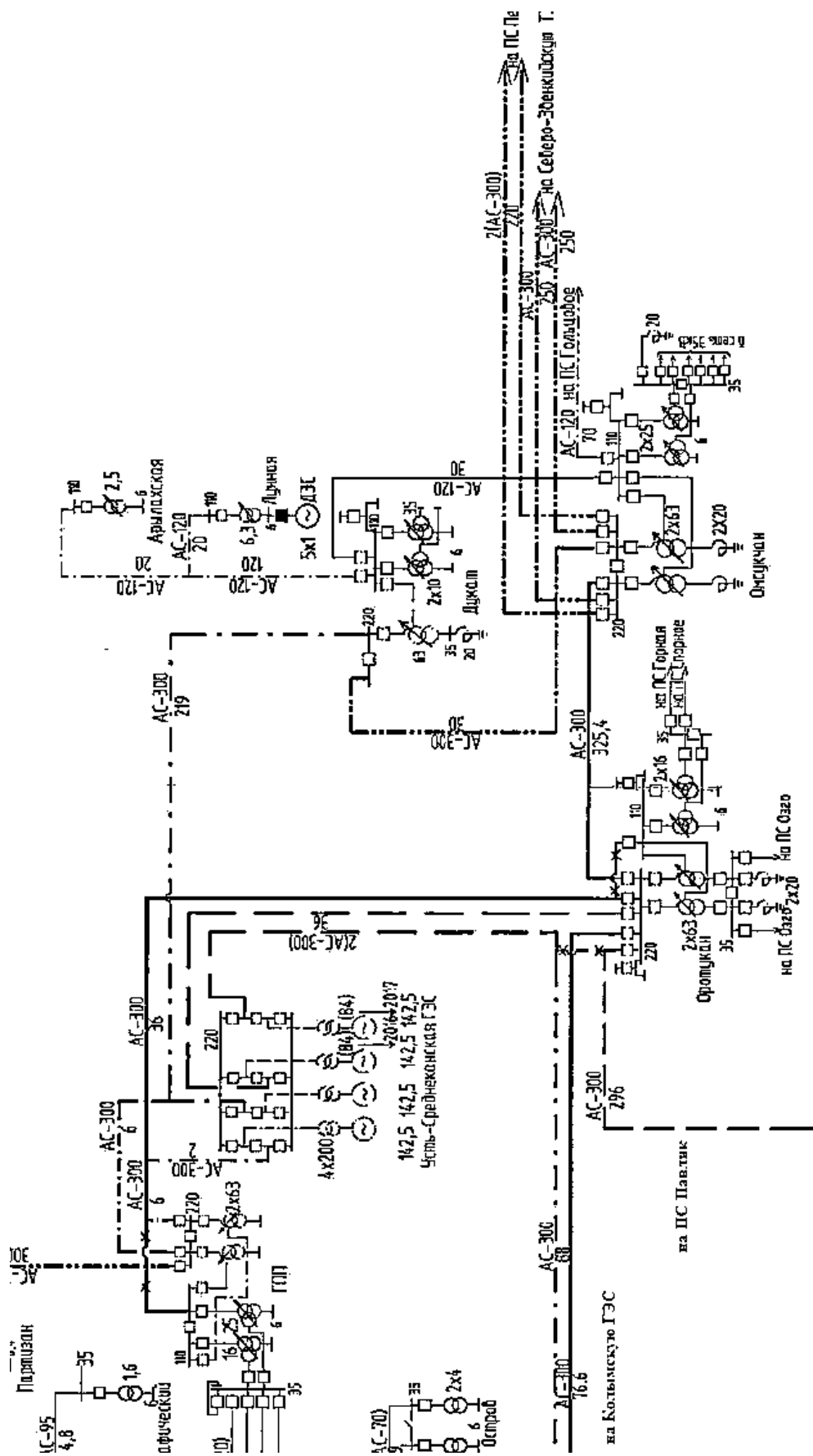


Рисунок 2- электрическая схема соединений ПС Оротукан

ПС Оротукан выполнена по схеме 9 – одна рабочая, секционированная выключателем система шин.

На ПС Оротукан на стороне 220 кВ размещены 2 автотрансформатора мощностью по 63 МВА каждый, марки АДЦТН 63000/220/110-ХЛ1 - автотрансформатор трёхфазный, с принудительной циркуляцией масла и воздуха с принудительным потоком масла, трёхобмоточный, с регулирование напряжения под нагрузкой.

Также на ПС Оротукан на стороне 110 кВ размещены два трансформатора мощностью по 16 МВА каждый, марки ТДТН-16000/110- трёхфазный, с принудительной циркуляцией воздуха, трёхобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой.

В схеме на стороне 35 кВ подключены два шунтирующих реактора с номинальной мощностью по 20 кВАр, марки РТД-20000/35- трёхфазный реактор с дутьём.

Подстанция Оротукан размещается в суровых климатических условиях, в условиях развития многолетней мерзлоты, глубина которой составляет около 300 м (за исключением зоны подруслового талика). В непродолжительный и прохладный летний период регион заливают дожди, терзают холодные ветра и туманы, а зима – длительная и очень холодная. Климат резко континентальный, годовая сумма осадков — 509 мм. Фоновая сейсмичность составляет 7—8 баллов по шкале MSK-64.

Таблица 1 – Характеристика района размещения ПС «Оротукан»

| Наименование параметра | Значение |
|-------------------------------|-------------------------|
| Нормативное ветровое давление | 500 Па (II район) |
| Снеговая нагрузка | IV район |
| Толщина стенки гололеда | 15 мм (II район) |
| Ср. продолжительность гроз | менее 10 часов с грозой |

Таблица 2- Рабочие значения температур Оротуканского района

| | | | |
|---|----------------------------|--------------------------------------|-------|
| 1 | Высота над уровнем моря, м | | 504 |
| 2 | Средняя температура, °С | за год | -11,0 |
| 3 | | из ежегодных абсолютных минимальных | -48 |
| 4 | | из ежегодных абсолютных максимальных | 30 |
| 5 | | абсолютный минимум | -53 |
| 6 | Экстремальная, °С | абсолютный максимум | 33 |

Район, где размещается подстанция, попадает в зону влияния промышленных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7-го издания изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принята для I степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 1.6 см/кВ. В соответствии с письмом ОАО «ФСК ЕЭС» № ЧА/29/11 от 12.02.2009 г. «О рекомендациях по применению высоковольтного оборудования в холодной климатической зоне РФ» значение средней из ежегодных абсолютно минимальных температур воздуха округляется до -50*С. В связи с этим открыто устанавливаемое оборудование принимается исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15543.1-89. ГОСТ 15150-69.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю.

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе и вызывает дополнительный нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимого, которое особенно велико вблизи места КЗ. Кроме теплового действия, токи КЗ вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начальной стадии процесса, когда ток достигает максимума. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при коротком замыкании.

2.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. предварительно определяют:

- начальное действующее значение апериодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток к.з.

Аналитический метод расчёта тока короткого замыкания включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение параметров элементов схемы;
- преобразование схемы замещения;
- определение тока к.з.

Проверка на электродинамическую стойкость производится по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость – по току трехфазного или двух-

фазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з.

К допущениям, упрощающим расчёты и не вносящие существенных погрешностей относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- насыщение магнитных систем не учитывается, что позволяет считать не зависящими от тока и постоянными индуктивные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов в течение процесса короткого замыкания не изменяются;
- не учитывают влияние нагрузки;
- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение более трех.

2.2 Расчёт параметров схемы замещения

Расчет выполняю в относительных единицах приближенным способом для принятой базисной мощности $S_6 = 100$ МВА [4].

Исходная схема электрической сети (рисунок 3).

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета.

По составленной схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (трансформатор, линия, система) составляется схема замещения (рисунок 4).

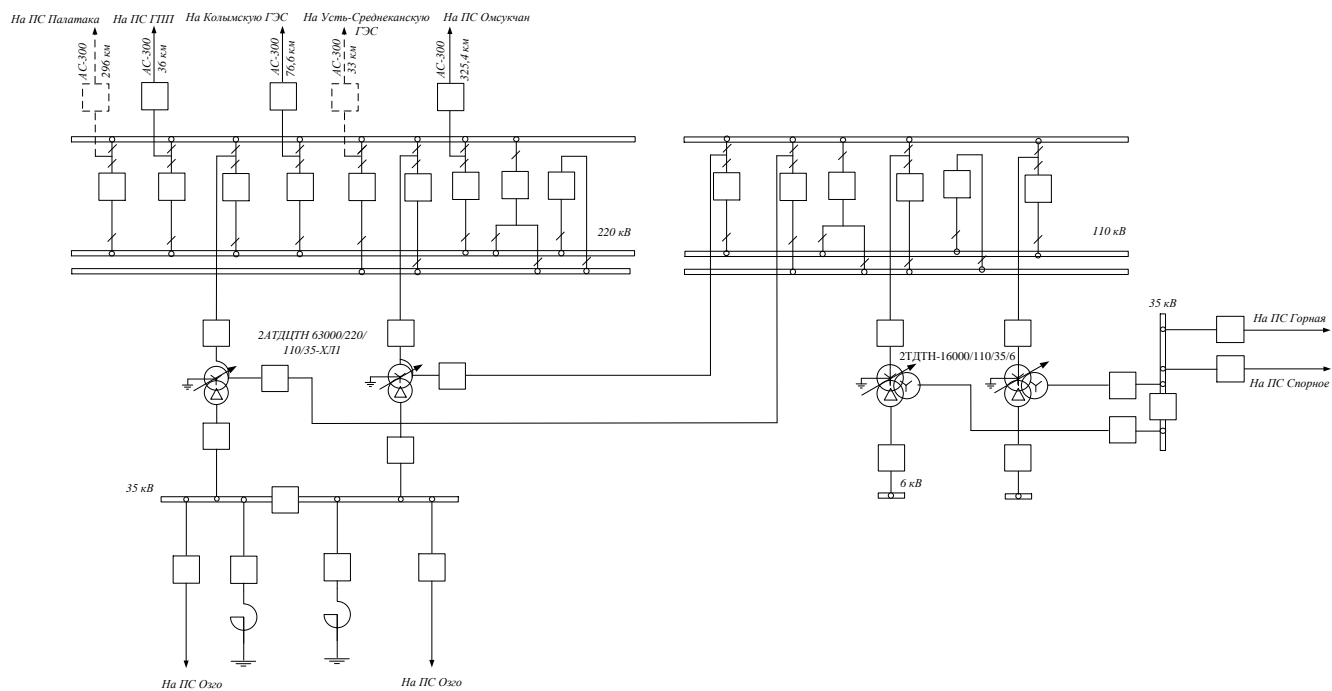


Рисунок 3 – Исходная схема сети

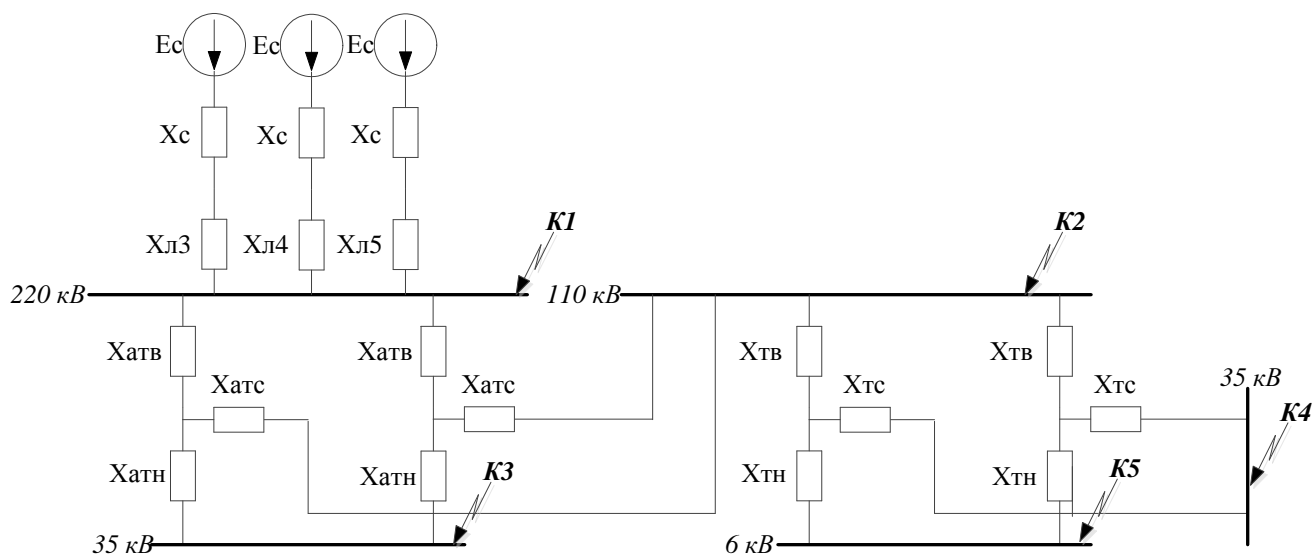


Рисунок 4 – Схема замещения до реконструкции

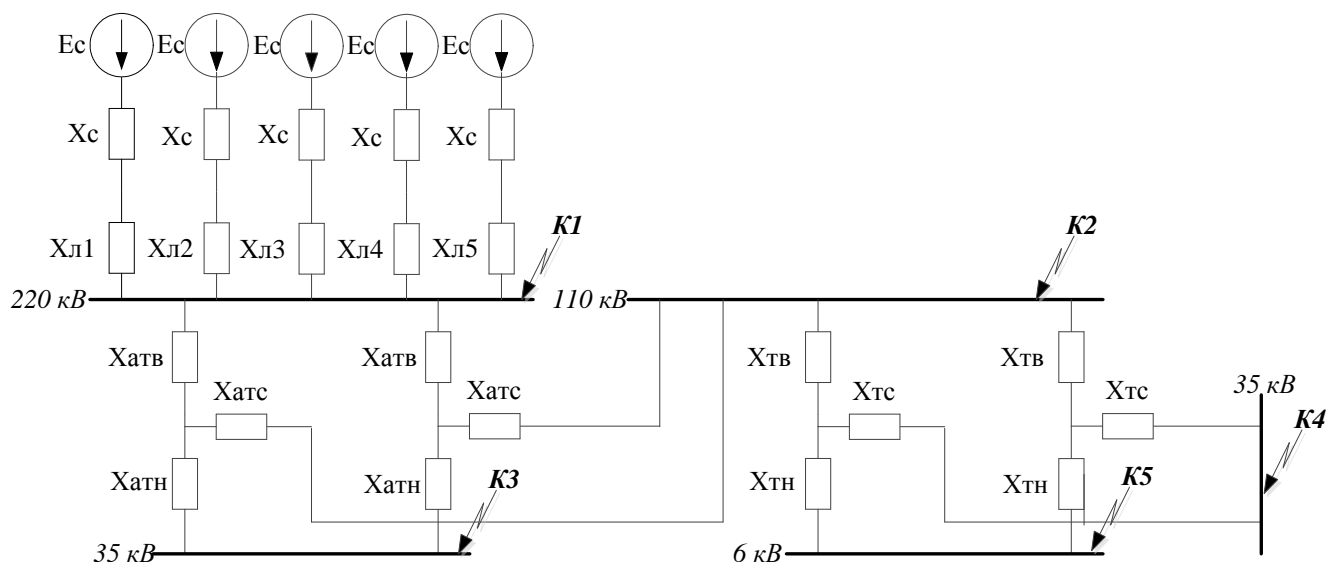


Рисунок 5 – Схема замещения после реконструкции

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор номинальной мощностью Ст. ном = 63 МВА:

$U_{к\text{ в-с}} = 11\%$; $U_{к\text{ в-н}} = 35\%$; $U_{к\text{ с-н}} = 22\%$;

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам, %:

$$U_{KB} = 0.5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}), \quad (1)$$

$$U_{KC} = 0.5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}), \quad (2)$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \quad (3)$$

Сопротивления трансформаторов определим по формулам:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{m.ном}} , \quad (4)$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{m.ном}} , \quad (5)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{m.ном}} . \quad (6)$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$) Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}} , \quad (7)$$

где $S_{\bar{\sigma}}$ – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$ - ток к.з. на шинах [на 2023 г.], кА.

Определим сопротивления линий:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} . \quad (8)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} – напряжение из среднего ряда, кВ.

2.3 Расчёт токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{экв}}{X_{экв}} . \quad (9)$$

где $E_{экв}$ – эквивалентная ЭДС ;

$X_{экв}$ – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток короткого замыкания определим по формуле [10]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по} . \quad (10)$$

где K_u - ударный коэффициент;

Ток двухфазного КЗ определим по формуле [11]:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по} . \quad (11)$$

Расчет токов КЗ приведён в приложение А, результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания до расширения

| Точка КЗ | Ток трех- фазного КЗ, $I_{по(3)}=I_{пт}$, кА | Постоянная времени затухания тока КЗ, T_a , с | Ударный ко- эффициент, K_u | Ударный ток КЗ, $i_{у}$,кА |
|-------------|--|---|------------------------------------|-----------------------------------|
| К1 (220 кВ) | 4,151 | 0,03 | 1,716 | 10,074 |
| К2 (110 кВ) | 3,224 | 0,03 | 1,716 | 7,825 |
| К3 (35 кВ) | 4,613 | 0,02 | 1,62 | 10,569 |
| К4 (35 кВ) | 3,174 | 0,02 | 1,62 | 7,271 |
| К5 (6 кВ) | 13,044 | 0,05 | 1,82 | 33,573 |

Таблица 4 – Токи короткого замыкания после расширения

| Точка КЗ | Ток трех- фазного КЗ, $I_{пО(3)}=I_{пт}$, кА | Постоянная времени затухания тока КЗ, T_a , с | Ударный коэффициент, K_u | Ударный ток КЗ, i_u , кА |
|-------------|--|---|-------------------------------|-------------------------------|
| К1 (220 кВ) | 4,8 | 0,03 | 1,716 | 11,5 |
| К2 (110 кВ) | 3,4 | 0,03 | 1,716 | 8,2 |
| К3 (35 кВ) | 4,7 | 0,02 | 1,62 | 10,8 |
| К4 (35 кВ) | 3,2 | 0,02 | 1,62 | 7,4 |
| К5 (6 кВ) | 13,2 | 0,05 | 1,82 | 33,9 |

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы напряжения и тока, ограничители перенапряжений, жесткие и гибкие шины. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, и проверяется на термическую и динамическую стойкость.

3.2 Выбор выключателей 220 кВ

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (12)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (13)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (14)$$

Максимальный рабочий ток на шинах 220 кВ:

$$I_{p.max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 165 \text{ A}.$$

Максимальный рабочий ток шин 110 кВ:

$$I_{p.\max} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ A}.$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами короткого замыкания, для этого необходимо знать длительность короткого замыкания, $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется путем сложения двух времен – собственного времени отключения выключателя t_g и собственного времени срабатывания защиты, которое можно принимать равным 0,01 с.

На ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220-50/3150ХЛ1 производства «Уралэлектротяжмаш». Выключатели серии ВЭБ- баковый относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является для исполнения ХЛ1* – смесь газов (элегаз SF6 + тетрафторметан CF4). [34]

Расчётное значение термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (15)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.; $T_a=0,03$ с [4].

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} \quad (16)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

$$B_K = 4,8^2 \cdot (0,055 + 0,03) = 1,958 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} . \quad (17)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА} .$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \cdot I_{p.мах} , \quad (18)$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 4,8 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} \cdot 165 = 0,802 \text{ кА} .$$

Проверка выключателя по тепловому импульсу тока к. з. на термическую стойкость :

$$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} , \quad (19)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 .$$

Таблица 5 – Сопоставление расчётных и каталожных данных выключателя

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|--|------------------------------------|--|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3150 \text{ А}$ | $I_{p.\text{max}} = 165 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,8 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ |
| $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,8 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ |
| $i_{\text{вкл}} = 100 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 11,5 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$ |
| $i_{a.\text{ном}} = 22,63 \text{ кА}$ | $i_{a.t} = 0,802 \text{ кА}$ | $I_{a.t} \leq i_{a.\text{ном}}$ |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кАс}^2$ | $B_k = 1,958 \text{ кАс}^2$ | $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ |

По данным сравнения выбранная марка выключателя ВЭБ-220-50/3150 ХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

3.3 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей для ОРУ 110 кВ производится таким же образом. Выбираю элегазовый выключатель марки ВЭБ-УЭТМ-110-40/3150ХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ.

Допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,627 \text{ кА}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 3,4^2 \cdot (0,055 + 0,02) = 0,867 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 3,4 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} \cdot 331 = 1,14 \text{ кА}$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Таблица 6 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|--|-----------------------------|------------------------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3150 \text{ А}$ | $I_{p.max} = 84 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 3,4 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{откл.ном}$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 3,4 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $i_{вкл} = 100 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 8,2 \text{ кА}$ | $i_{уд} \leq i_{вкл}$ |
| $i_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$ | $i_{a.t} = 1,14 \text{ кА}$ | $i_{a.t} \leq i_{a.ном}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кАс}^2$ | $B_k = 0,867 \text{ кАс}^2$ | $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ |

Для ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110-40/3150 ХЛ1, т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям.

3.4 Выбор разъединителей 220 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. [23].

На ОРУ 220 кВ выбираю разъединители РГН.1-220/1000 ХЛ1 и РГН.2-220/1000 ХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Расчётное значение термической устойчивости разъединителя:

$$B_k = 4,8^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 11,52 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Термическая стойкость главных ножей разъединителя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер.гл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Термическая стойкость заземляющих ножей разъединителя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер.з.н.} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Таблица 7 – Сопоставление расчётных и каталожных данных разъединителя

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|---|-----------------------------|---|
| $U_n = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |
| $I_n = 1000 \text{ А}$ | $I_{р.мах} = 165 \text{ А}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 11,5 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| Главные ножи | | |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер.гл} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $V_k = 11,52 \text{ кАс}^2$ | $V_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.гл}$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер.з.н.} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $V_k = 11,52 \text{ кАс}^2$ | $V_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.з.н.}$ |

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

3.5 Выбор разъединителей 110 кВ

На ОРУ 110 кВ принимаю горизонтально-поворотные разъединители марки РГП.1-110/1250 ХЛ1 и РГП.2-110/1250 соответственно с одним и двумя заземляющими ножами.

Таблица 8 – Сравнение расчётных и каталожных данных разъединителя

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|--|-----------------------------------|--|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 1250 \text{ А}$ | $I_{p.\text{max}} = 84 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 8,2 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$ |
| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
| Главные ножи | | |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.зл}} = 1875 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $Вк = 0,867 \text{ кАс}^2$ | $Вк \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.зл}}$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.з.н.}} = 652 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $Вк = 0,867 \text{ кАс}^2$ | $Вк \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.з.н.}}$ |

В качестве разъединителя, устанавливаемых на ОРУ 110 кВ, данный разъединитель РГП-110 проходит по всем параметрам.

3.6 Выбор трансформаторов тока 220кВ

Встроенные трансформаторы тока типа ТВГ-220 предназначены для уменьшения первичного тока до значений, используемых для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [6].

Встроенные трансформаторы тока применяются для работы внутри конструкции элегазового бакового выключателя ВЭБ-220 в электрических сетях переменного тока, что даёт возможность уменьшить размеры площадок под ОРУ.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки;
- по номинальному току

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Проверка производится:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{эд}} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (20)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости;

$I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_m \quad (21)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2=r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{ПРИБ}}$, соединительных проводов $r_{\text{ПР}}$ и сопротивления контактов $r_{\text{К}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (22)$$

Перед тем как начать выбор трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Минимальные сечения которых должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым (согласно ПУЭ). Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем необходимо определить сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов учета и контроля, считая что $Z_{\text{ПРОВ}} = r_{\text{ПРОВ}}$.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА | | |
|------------------------------|-------------|-------------------|---|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | СА3021 | 4 | 4 | 4 |
| Счетчик акт. и реакт. эл.эн. | СЭТ-4ТМ.03М | 0,1 | 0 | 0,1 |
| Итого | | 4,1 | 4 | 4.1 |

Сравниваем каталожные данные трансформатора тока ТВГ-220 ХЛ1, с расчетными:

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ ВА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \tag{23}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора (5 А)

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,1}{25} = 0,164 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (24)$$

где r_k – сопротивление контактов (0,1 Ом)

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}}$$

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 0,7 - 0,164 - 0,1 = 0,436 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}} \quad (25)$$

где L – длина соединительных проводов, согласно таблице 8;

ρ – удельное сопротивление провода (для меди $\rho = 0.0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$)

$$S = \frac{120 \cdot 0.0175}{0.436} = 4,81 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 6 мм².

Таблица 10 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

| Номинальное напряжение, U_H , кВ | Длина соединительных проводов, L , м |
|---------------------------------------|---|
| 6 – 10 | 5-6 |
| 35 | 60-80 |
| 110 | 75-100 |
| 220 | 100-120 |

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (26)$$

$$r_{np} = \frac{120 \cdot 0.0175}{6} = 0.35 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0.436 + 0.1 + 0.35 = 0.886 \text{ Ом}$$

Таблица 11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТВГ-220

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|------------------------------------|-----------------------|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 200 \text{ А}$ | $I_{p, \max} = 165 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $Z_{ном} = 1,6 \text{ Ом}$ Класс точности 0,2S | $Z_{нагр} = 0,886 \text{ Ом}$ | $Z_{np} \leq Z_H$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 1,958 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{дин} = 45 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 11,5 \text{ кА}$ | $I_{дин} \geq I_{уд}$ |

К установке на ОРУ 220 кВ примем трансформаторы тока марки ТВГ-220 производства АО «УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ». Данные трансформаторы тока могут быть установлены совместно с выбранными баковыми выключателями ВЭБ-УЭТМ-220-50/3150ХЛ1 производства АО «Энергомаш (Екатеринбург) – УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ» на одной заводской конструкции, что позволит существенно сократить пространство под ОРУ 220 кВ.

3.7 Выбор трансформатора тока 110 кВ

К установке на ОРУ 110 кВ примем трансформаторы тока марки ТВГ - 110-ХЛ1 производства АО «УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ». Расчет производится аналогично выбору трансформатору тока на ОРУ 220 кВ.

Таблица 12 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках ОРУ 110 кВ

| Прибор | Тип прибора | Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах. | | |
|-------------------------------|-------------|--|---|------|
| | | А | В | С |
| Амперметр | СА3021 | 0 | 4 | 0 |
| Ваттметр | СР3021 | 5 | 0 | 5 |
| Варметр | СТ3021 | 5 | 5 | 5 |
| Счетчик акт. и реакт. эл. эн. | СЭТ-4ТМ.03М | 0,1 | 0 | 0,1 |
| Итого | | 10,1 | 9 | 10,1 |

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,1}{25} = 0,404 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом} ,$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,404 - 0,1 = 0,196 \text{ Ом} .$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{\text{пр}}} , \tag{27}$$

где L – длина соединительных проводов (L = 100 м для 110 кВ)(см.таблицу 10); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 10.

ρ - удельное сопротивление (для меди $\rho=0,0175 \text{ Ом*мм}^2/\text{м}$).

$$S = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,196} = 8,9 \text{ мм}^2 .$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 10 мм².

Сопротивление проводов:

$$r_{пр} = \frac{100 \cdot 0,0175}{10} = 0,175 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,196 + 0,175 + 0,1 = 0,471 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Сопоставление расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТВГ-110

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|---|---|------------------------------------|
| U _н = 110 кВ | U _р =110 кВ | U _р ≤ U _н |
| I _н =1000 А Класс точности 0,2S | I _{р.мах} =84 А Коэффициент трансформации 300/5 | I _р ≤ I _н |
| Z _{ном} = 0,7 Ом | Z _{нагр} = 0,471 Ом | Z _{нр} ≤ Z _н |
| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 10800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | Вк = 0,876 кА ² с | $Вк \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |
| I _{дин} = 100 кА | I _{уд} = 8,2 кА | I _{дин} ≤ I _{уд} |

Трансформатор тока ТВГ – 110 ХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

3.8 Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

-по вторичной нагрузке

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{\text{ном}}$$

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

$S_{2\text{сум}}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения предназначены для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Измерительные трансформаторы устанавливаются в открытых и закрытых распределительных устройствах. Контрольными кабелями они связываются с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях пультов и щитов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть легкими и малогабаритными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Должно соблюдаться условие: $S_{2\text{сум}} \leq S_{\text{доп}}$

Таблица 14 – Условия выбора и проверки трансформатора напряжения

| Параметры | Условия выбора |
|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Номинальная мощность вторичной цепи | $S_{2н} \geq S_{2\text{расч}}$ |
| Напряжение | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$ |
| Класс точности | $\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U$ |

Примем к установке на ОРУ 220 кВ трансформаторы напряжения индуктивные антирезонансные элегазовые серии ЗНГ-220 ХЛ1 производства АО «Энергомаш (Екатеринбург)».

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на одну фазу)

| | | | | |
|-----------------------|-------------|------------------|----------------|---------------------|
| Наименование прибора | Прибор | $S_{Обм},$ ВА | Число приборов | $S_{\Sigma},$ ВА |
| Вольтметр | СВ3021 | 5 | 1 | 5 |
| Вольтметр 3-х ф-й | СВ3021 | 7,5 | 1 | 7,5 |
| Наименование прибора | Прибор | $S_{Обм},$ ВА | Число приборов | $S_{\Sigma},$ ВА |
| Частотомер | СС3020 | 5 | 1 | 5 |
| Счетчик акт. и реакт. | СЭТ-4ТМ.03М | 1 | 2 | 2 |
| Итого | | | | 19,5 |

Полная мощность приборов определяется как произведение мощности приборов, подключаемых к трансформатору напряжения на их количество.

Таблица 16– Сопоставление каталожных и расчётных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------|------------------|----------------|
| $U_n=220$ кВ | $U_p=220$ кВ | $U_p \leq U_n$ |
| $S_n =500$ ВА | $S_p =19,5$ ВА | $S_p \leq S_n$ |

Как видно из результатов выбранный трансформатор может быть принят к установке так, как соответствует данным условиям.

3.9 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

На ОРУ 110 кВ примем к установке трансформаторы марки – ЗНГ-110 ХЛ1 производства ЗАО "Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш". Перечень подключаемых приборов приведен в таблице 17. Сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 18.

Таблица 17– Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

| Прибор | Тип | S прибора, ВА | Количество приборов | Общая мощность S, ВА |
|----------------------------------|-------------|---------------|---------------------|----------------------|
| Вольтметр | СВ3021 | 5 | 1 | 5 |
| Вольтметр 3-х ф-й | СВ3021 | 7,5 | 1 | 7,5 |
| Частотомер | СС3021 | 5 | 1 | 5 |
| Ваттметр | СР3021 | 5 | 1 | 5 |
| Варметр | СТ3021 | 5 | 1 | 5 |
| Счетчик акт. и реакт. эл.энергии | СЭТ-4ТМ.03М | 1 | 2 | 2 |
| Итого | | | | 29,5 |

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-110 ХЛ1

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $S_{ном} = 100 \text{ ВА}$ | $Sp = 29,5 \text{ ВА}$ | $Sp \leq S_{ном}$ |

Выбранный трансформатор напряжения соответствует условиям выбора и может быть принят к установке.

3.10 Выбор шинных конструкций 220кВ

3.10.1 Выбор жестких шин:

Согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ // сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).[12]

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (28)$$

где I_{\max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки

при расположении шин плашмя /6,10/, А.

После этого жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (29)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин //.

Далее шины проверяются на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{расч}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превышают допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (30)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (31)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ - допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин σ_B , т. е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B. \quad (32)$$

Временные сопротивления разрыву и допустимые напряжения материалов шин приведены в //.

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (33)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} \frac{H}{(h+H)}, \quad (34)$$

где h - расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

H - расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (35)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (36)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (37)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия /5/, см³.

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ($I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$).

3.10.2 Выбор и проверка гибких шин 220 кВ

В распределительном устройстве 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами марки 6хАС-300. Гибкие токопроводы для соединения трансформаторов с РУ 35 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими, т.к. это уменьшает число проводов и стоимость токопровода [2].

Выбираем сборные шины 220 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов трансформаторов.

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения.

На стороне напряжения 220 кВ выбираем гибкие шины марки АС–300/39, допустимый ток которых $I_{дон} = 710 \text{ А}$, диаметр провода $d = 24 \text{ мм}$.

Так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени $< 20 \text{ кА}$, то проверку шин на схлестывание не производим. Так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе, то проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится.

Проверим сечение на нагрев (по допустимому току):

$$I_{дон} = 710 \text{ А}$$

$$I_{max} = 165 \text{ А}$$

$$I_{дон} \geq I_{max} \text{ - условие выполняется.}$$

Проверим по условиям коронного разряда:

Начальная критическая напряженность электрического поля (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,4}} \right) = 29,64$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного поля (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{2,4 \cdot \lg \frac{400}{2,4}} = 14,6$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$1,07 \cdot 14,6 \leq 0,9 \cdot 29,64$ - условие выполняется, провод подходит.

3.10.3 Выбор гибких шин 110 кВ:

- проверка сечения на нагрев производится по допустимому току;
- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше.

Принимаем провод АС-300/39 со следующими характеристиками:, $I_{доп}=390\text{А}$, $d=15,2\text{мм}$.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (38)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 26,75 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (39)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{15,2 \cdot \lg \frac{400}{15,2}} = 1,8 \text{ кВ / см} \quad (40)$$

Провода не будут коронировать если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (41)$$

$$1,07 \cdot 1,8 = 1,93 \leq 0,9 \cdot 26,75 = 24,08$$

3.11 Выбор ОПН 220 кВ

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на

ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (42)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (43)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/154/10/800П ХЛ1.

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

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (44)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 263 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. } 201/$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (45)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,765 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (46)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 263)}{470} \cdot 263 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 803,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (47)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{803,3}{220} = 3,65 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН – 220/154/10/800П ХЛ1 удельной энергоемкостью 5 кДж/кВ.

3.12 Выбор ОПН-110 кВ:

Для определения энергоемкости ОПН находится энергия поглощения ОПН по формуле, кДж.

Тогда поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 187}{470} \right) \cdot 187 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 680 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (48)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{680}{110} = 6,18 \text{ кДж}$$

Принимаю к установке ОПН – 110/77/10 удельной энергоемкостью 10 кДж/кВ.

3.13 Выбор изоляторов 220кВ

В распреустройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи изоляторов.

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}.$$

Выбираем опорный изолятор марки ОСК - 12,5 – 220 ХЛ1 $F_{разр} = 125000$ Н

Сила на изгиб:

$$F_{из} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (49)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{13900^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 313 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = k_h \cdot F_u; \quad (50)$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 313 = 469 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (51)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 122000 = 7500 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \quad (52)$$

$$7500 \geq 469$$

Опорный изолятор марки ОСК - 12,5 - 220 механически прочен.

3.14 Выбор изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ИОС – 110 – 400 У1, $F_{разр} = 40000$ Н.

Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (53)$$

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{21700^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 815,6 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 815,6 = 1223H$$

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 H \tag{54}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч}$$

Опорный изолятор марки ИОС – 110 – 400 У1 механически прочен.

4 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

4.1 Расчёт заземлителя

Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения [21].

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтрали трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки [21].

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Расчёт заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [13].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (55)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (20 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30,5 + 2 \cdot 1,5) = 759 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 20$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (56)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = 3,1416 \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (57)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{26687^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 159,49 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (58)$$

где $T = 240$ мкс – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (59)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,6683;$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 0,6683 \cdot (20 + 0,6683) = 43,39 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (60)$$

$$F_{м.п} = 314,16 \geq F_{\min} = 202,88 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (61)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 759}{6} = 253 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (62)$$

$$m = \frac{253}{2 \cdot \sqrt{759}} - 1 = 3,59.$$

Принимаем: $m = 4$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,89 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (63)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{759} \cdot (4 + 1) = 275,5 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g} \quad (64)$$

где l_g – длина вертикального электрода, равная 5 м;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{759}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 9,18.$$

Принимаем: $n_g = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (65)$$

где $\rho_{\text{эKB}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_{\text{э}}/\sqrt{S_1}$.

$l_{\text{э}}/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{759} = 0,181$, следовательно, $A = 0,365$ [1].

$$\rho_{\text{эKB}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (66)$$

где $h_{1\text{э}}$ – глубина заложения заземлителя, м;

ρ_1, ρ_2 – удельное сопротивление верхнего (100 Ом·м) и нижнего (50 Ом·м) слоев грунта соответственно;

h_1, h_2 – толщина верхнего (суглинки) и нижнего (торфяная почва) слоев грунта соответственно, м.

$$h_{1\text{э}} = l_{\text{э}} + h_3; \quad (67)$$

$$h_{1\text{э}} = 5 + 1 = 6 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{эKB}} = \frac{6}{\frac{9}{100} + \frac{8}{50}} = 24 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 24 \cdot \left(\frac{0,365}{\sqrt{759}} + \frac{1}{275,5 + 10 \cdot 5} \right) = 0,39 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эKB}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}},$$

где $I_{\text{м}}$ – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{759}}{(24 + 320) \cdot (15 + 45)}} = 1,415;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (68)$$

$$R_u = 0,24 \cdot 1,415 = 0,34 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не выше допустимого, значит требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки, выполняются.

4.2 Расчёт молниезащиты

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов.

Выбор высоты молниеотводов.

$l_1=36$ м – расстояние между ближними молниеотводами;

$l_2=43$ м – расстояние между удалёнными молниеотводами;

$l_3=54$ м – расстояние между молниеотводами и прожекторной мачтой

Принимаю высоту молниеотвода:

$H = 30$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\phi} = 0,85 \cdot H \quad (69)$$

$$h_{\phi} = 0,85 \cdot 30 = 24 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (70)$$

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

Высота защищаемого объекта:

$h_x=17$ м – на уровне линейного портала,

$h_x=13$ м – на уровне шинного портала.

Радиус защиты на высоте защищаемого оборудования:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot (H - 1,2 \cdot h_x) \quad (71)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot (30 - 1,2 \cdot 17) = 10 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot (30 - 1,2 \cdot 17) = 14,9 \text{ м}$$

Радиус защиты внутренней зоны на уровне земли при $H < L < 2H$:

$$r_c = r_0 = 31,2 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{c1} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_1 - h) \quad (72)$$

$$h_{c1} = 24 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (36 - 30) = 22,9 \text{ м}$$

$$h_{c2} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_2 - h) \quad (73)$$

$$h_{c2} = 24 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (43 - 30) = 21,67 \text{ м}$$

$$h_{c3} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_3 - h) \quad (74)$$

$$h_{c3} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (54 - 30) = 19,7 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

На уровне линейного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (75)$$

$$r_{cx1} = 31,2 \cdot \frac{22,9-17}{22,9} = 8 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (76)$$

$$r_{cx2} = 31,2 \cdot \frac{21,67-17}{21,67} = 6,7 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} \quad (77)$$

$$r_{cx3} = 31,2 \cdot \frac{19,7-17}{19,7} = 4,3 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (78)$$

$$r_{cx1} = 31,2 \cdot \frac{22,9-13}{22,9} = 13,5 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (79)$$

$$r_{cx2} = 31,2 \cdot \frac{21,67-13}{21,67} = 12,5 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} \quad (80)$$

$$r_{cx2} = 31,2 \cdot \frac{19,7-13}{19,7} = 10,6 \text{ м}$$

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА АВТОТРАНСФОРМАТОРА

5.1 Выбор марки защиты и ее описание

В выпускной квалификационной работе рассматривалась защита автотрансформатора на основе микропроцессорной защиты RET670, разработанной компанией АВВ.

RET670 обеспечивает быстродействующую и селективную защиту, мониторинг и управление двух- и трехобмоточных трансформаторов, автотрансформаторов, блоков генератор-трансформатор, фазорегуляторов, специальных трансформаторов для применения в железнодорожной промышленности и шунтирующих реакторов.

RET670 предназначен для правильного функционирования в условиях широкого изменения частоты энергосистемы во время аномальных режимов, а также переходных режимах включения/отключения генератора, мощного двигателя.

Быстродействующая дифференциальная защита с автоматической подстройкой коэффициента трансформации и компенсацией векторной группы, делает данное интеллектуальное устройство идеальным решением для выполнения РЗА с повышенными требованиями. RET 670 предъявляет не критичные требования к используемым ТТ. Промежуточные выравнивающие ТТ не требуются. RET 670 подходит для применения в случаях, когда отдельные стороны трансформатора подключаются к нему через несколько выключателей. При этом торможение защиты выполняется по одному из шести входов от ТТ. Функция дифференциальной защиты имеет функции блокировки по второй гармонике и блокировки по форме кривой для предотвращения отключения в режиме броска тока намагничивания, а также функцию блокировки по пятой гармонике для предотвращения отключения в режиме перевозбуждения защищаемого трансформатора.

5.2 Выбор защит трансформатора

В соответствии с ПУЭ [13], 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 в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах автотрансформатора ПС 220 кВ «Оротукан» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

5.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита является главной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на выводах трансформатора, а также на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на обеих (или трех) сторонах силового трансформатора является зоной защиты (за исключением тех случаев когда дифференциальная защита подключена на встроенные в вод ТТ). Все объекты внутри зоны защиты в принципе охватываются дифференциальной защитой.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неис-

правного трансформатора или, более точно, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 670 производства фирмы АВВ. Терминал RET 670 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

5.2.2 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 670. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Предварительно определим номинальные токи обмоток защищаемого трансформатора по формуле:

$$I_{\text{ном.обм}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.обм}}}, \quad (81)$$

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,144 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.сн}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,29 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1039 \text{ A}$$

Выбираем трансформатор тока по вычисленным номинальным токам, указаны в таблице 19.

Таблица 19 - Параметры трансформатора тока

| <i>сторона</i> | <i>транс- форматор</i> | I_1, A | I_2, A | K |
|----------------|----------------------------|-------------|----------|------------|
| <i>ВН</i> | <i>TG-245</i> | <i>300</i> | <i>5</i> | <i>60</i> |
| <i>СН</i> | <i>TG-145</i> | <i>400</i> | <i>5</i> | <i>80</i> |
| <i>НН</i> | <i>TBT-35</i> | <i>2000</i> | <i>5</i> | <i>400</i> |

Определим коэффициенты трансформации:

$$K_{mm} = \frac{I_1}{I_2}, \quad (82)$$

$$K_{mm.вн} = \frac{300}{5} = 60$$

$$K_{mm.сн} = \frac{400}{5} = 80$$

$$K_{mm.нн} = \frac{2000}{5} = 400$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{ВН.2} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{158,144}{60} = 2,63 \text{ A}$$

$$I_{СН.2} = \frac{I_{НОМ.СН}}{K_{ТТ.СН}} = \frac{316,29}{80} = 3,95 \text{ A}$$

$$I_{НН.2} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{1039}{400} = 2,59 \text{ A}$$

Принимаем вторичный ток равный 5 А со всех трех сторон.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (83)$$

где $K'_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{ПЕР} = 1,5$,

$K''_{ПЕР} = 2,5$;

ε - полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{PEГ*}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{PEГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{BЫP*}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{BЫP*} = 0,02$.

$$I_{HB*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ*} + \Delta f_{BЫP*}), \quad (84)$$

где K_{OTC} - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{OTC} = 1,1$;

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Тормозные характеристики

| № тормозной характеристики | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|
| K_{TI} | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,49 |
| $I_{T.расч*}$ | 3,9 | 3,25 | 2,58 | 2,25 | 2,05 |

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения (K_{TI}) через $I_{T.расч*}$ по формуле:

$$K_{TI.3} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HB*} \cdot I_{СКВ*} - 0,7}{I_{СКВ*} - I_{T.расч*}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3$$

Сквозной ток ($I_{скв*}$) для трансформаторов принимается равным $I_{скв*} = 3$. Как видно по формуле (1.80) коэффициент торможения оказался больше заданного в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{Т1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{СКВ*} - I_{Трасч*}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполнено для четвертой тормозной характеристики.

5.2.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности, с тем, чтобы обеспечивалось и резервирование при КЗ в трансформаторе.

Для трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на каждой стороне трансформатора (при наличии на стороне НН сдвоенного реактора на каждом ответвлении реактора). Блокировка по напряжению осуществляется со стороны НН и СН. Защиты на сторонах ВН и СН резервируют как основные защиты трансформатора, так и отходящие присоединения своей стороны. Выдержки времени защит осуществляются аналогично защитам трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием.

Повреждение, являющееся внешним по отношению к трансформатору, приводит к перегрузке, которая может вызвать повреждение трансформатора, если повреждение в сети не устранено своевременно. Трансформатор можно изолировать от повреждения, прежде чем оно не привело к поломке, с помощью реле МТЗ. В небольших трансформаторах реле МТЗ могут также использоваться для защиты от внутренних повреждений. В более мощных трансформаторах такие реле обеспечивают резервирование дифференциальной защиты. Функция максимальной токовой защиты довольно проста, но ее применение

ограничивается нечувствительной уставкой и срабатыванием с большой выдержкой времени, в том случае, если требуется согласование с другими МТЗ. Функцию МТЗ не следует путать с защитой от перегрузки, которая является основной защитой силового трансформатора и обычно использует реле с обратно-зависимой характеристикой выдержки времени, определяемой тепловым состоянием элементов трансформатора. МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплого состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

5.2.4 Расчет уставок МТЗ

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Таблица 21 – Нагрузки трансформатора

| Наименование стороны | Активная мощность P, Мвт | Реактивная мощность Q, Мвар |
|----------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| ВН | 39 | 24 |
| СН | 38 | 25 |
| НН | 20 | 12 |

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{P.махвн} = \frac{\sqrt{P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (85)$$

$$I_{P.махвн} = \frac{\sqrt{39^2 + 24^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,12 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (86)$$

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

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

K_{CAM} – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{CAM} = 2,5$;

$I_{P.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{C.3} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 120 = 450 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{C.3}} \geq 1,5$$

где $I_{\min}^{(2)} = 3065 \text{ А}$ – ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3065}{450} = 6,8$$

Условие по чувствительности выполняется.

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем $t_{np.max} = 1 \text{ с}$.

$$t_{c.з.T(p)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

Таблица 22 – Уставки срабатывания МТЗ

| Наименование сторон | Ток расчетный, $I_{расчmax}$, А | Ток срабатывания защиты, $I_{сз}$, А | Коэффициент чувствительности, $K_{\text{ч}}$ |
|---------------------|----------------------------------|---------------------------------------|--|
| ВН | 120 | 450 | 6,8 |
| СН | 239 | 896 | 3,4 |
| НН | 1224 | 4590 | 1,26 |

5.2.5 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трехобмоточных трансформаторах или автотрансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон.

На трансформатор ставится три ступени защиты от перегрузки:

- на сигнал при небольших перегрузках, в пределах нормы;
- на отключение части потребителей;
- на отключение трансформатора.

Нам требуется первая ступень, ток срабатывания первой ступени рассчитывается по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{p.max}, \quad (87)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 120 = 157,5 \text{ А}$$

Ток срабатывания:

$$I_{ср} = \frac{157,5}{60 \cdot 5} \cdot 100\% = 52,5\%$$

Таблица 23 – Результаты расчета уставок защиты от перегрузки

| Наименование сторон | Ток расчетный, $I_{расчmax}$, А | Ток срабатывания защиты, $I_{сз}$, А | Ток срабатывания, $I_{сз}$, % |
|---------------------|----------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| ВН | 120 | 157,5 | 52,5 |
| СН | 239 | 313,69 | 78,42 |
| НН | 1224 | 1607 | 80,35 |

Вся защита трансформатора реализована на одном блоке RET 670.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з} = 9 \text{ с}$.

5.2.6 Газовая защита трансформатора

Наиболее характерные повреждения внутри маслонаполненных электрических аппаратов, таких, как, например, трансформатор, это КЗ между обмотками, витковые замыкания, пожар стали магнитопровода и др., как правило, сопровождаются выделением газа в результате нагрева и разложения масла и др. изоляционных материалов или общим снижением уровня масла. Поэтому защита, реагирующая на эти повреждения, получила название газовой, а реле, на которых она реализована на газовых или струйных реле.

При внутренних повреждениях в трансформаторе, даже самых незначительных, выделяются газообразные продукты разложения масла или органической изоляции, чем обеспечивается действие газовой защиты в самом начале возникновения постепенно развивающегося повреждения. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар» стали, межвит-

ковые замыкания и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывает разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный автотрансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 6).

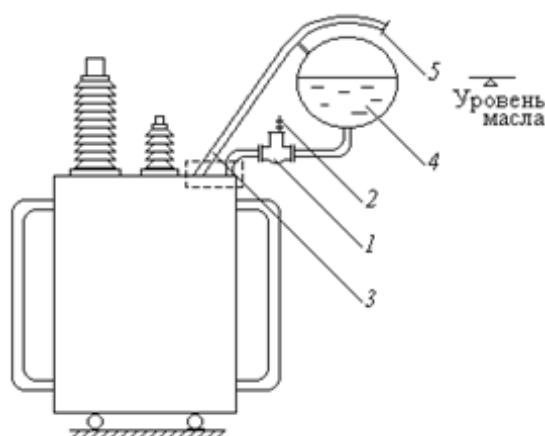


Рисунок 6 – Установка газового реле на трансформаторе.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения.

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные

Реализуем газовую защиту автотрансформатора на ПС «Оротукан» посредством газового реле *BF 80/ Q (BF 50/10)* производства Германии.

5.3 Устройство резервирования при отказе выключателя

5.3.1 Применение

На практике часто используется местное резервирование защит. Однако в системе устранения повреждения есть одна часть, которая не бывает резервной - это выключатель. Поэтому необходимо использовать устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ).

УРОВ вводится в действие по внутреннему или внешнему отключающему сигналу от какой-либо функции защиты. Если сигнал на отключение посылается сначала на УРОВ, незамедлительно или с очень короткой выдержкой времени, сигнал на повторное отключение может посылааться на защищаемый выключатель. Если по истечении заданного времени ток повреждения продолжает идти через выключатель, то на смежные с ним выключатели подается резервный отключающий сигнал. Таким образом, устранение повреждения обеспечивается даже в случае неисправности выключателя.

5.3.2 Конструкция УРОВ

Функция УРОВ инициируется командами на отключение, которые поступают либо от внутренних (в самом терминале), либо от внешних функций защиты через подключение к соответствующим дискретным входам. Для однофазного пуска имеются три отдельных функциональных входа.

Диапазон рабочего значения пофазных измерительных органов тока достаточно широкий. Три независимых таймера t_2 предназначены для пофазного

обнаружения отказов выключателя. Дополнительный таймер $t1$ предназначен для команды на повторное отключение. Специальная уставка позволяет вводить и выводить из действия повторное отключение, а также выполнять его с контролем или без контроля тока. Команда может подаваться как на однофазное, так и трехфазное повторное отключение неисправного выключателя.

Специальный адаптивный алгоритм защиты в сочетании с измерением среднеквадратичного значения обеспечивают краткое время возврата измерительных органов тока. Измерение тока устойчиво к переходным процессам, которые могут вызвать нежелательное срабатывание при насыщенных трансформаторах тока.

5.3.3 Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (BFP)

Таблица 24– Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (BFP)

| Параметр | Диапазон значений | Точность |
|--|-----------------------------|--|
| Ток срабатывания, $I_{P>}$: (один измерительный орган на фазу) | 5-200% от I_b с шагом 1% | $\pm 2,5\%$ от I_r при $I < I_r$ $\pm 2,5\%$ от I при $I > I_r$ |
| Время повторного отключения, $t1$ | 0,000-60.000 с шагом 1мс | $\pm 0,5\%$, ± 10 мс |
| Время резервного отключения, $t2$ | 0,000-60.000 с шагом 1мс | $\pm 0,5\%$, ± 10 мс |
| Параметр | Значение | |
| Время действия на отключение | Не более 18 мс | |
| Время определения наличия тока | Не более 10 мс | |

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе предложен вариант реконструкции ПС Оротукан напряжением 220/110/35/6 кВ в связи с вводом второй очереди Усть-Среднеканской ГЭС Магаданской области, вследствие этого, необходимо расширение ОРУ 220 кВ на два линейных присоединения, а также замена оборудования в связи с его моральным и физическим износом.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по реконструкции подстанции 220/110/35/6 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности.

6.1 Безопасность

При реконструкции любых электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ, технику безопасности при строительно-монтажных работах в энергетике.

Безопасность - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более комплексна безопасность этой деятельности.

Вредный фактор – фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может вызывать снижение работоспособности или приводит к заболеванию, нарушению здоровья потомства

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Классификация опасных факторов на производстве:

Физические - повышенный уровень шума; повышенный уровень вибрации; повышенный уровень электромагнитных излучений; электрический ток; электрическая дуга;

Химические - токсические; канцерогенные; мутагенные;

Биологические - патогенные микроорганизмы — возбудители особо опасных инфекционных заболеваний;

Психофизиологические - физические перегрузки; нервно-психические перегрузки.

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

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

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

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

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению перехлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся

под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

6.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 п.10.5 во всех производственных помещениях необходимо размещать приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

6.1.2 Шум оборудования

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

6.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и опреде-

ляемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

Источники ЭМП действующее на рабочий персонал:

- ПЭВМ (персонально электрона вычислительная машина) находящиеся в помещении ОПУ, действует ЭМП 50 Гц и частота работы процессора ПЭВМ;
- КРУЭ 35 и 10 кВ, расположенные в соседних помещений ОПУ;
- Аккумуляторное подзарядное устройство расположенное в соседнем помещении ОПУ.

6.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми *электрозащитными* средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности указанные в [30].

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения

электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.).

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты

и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки.

6.1.5 Меры безопасности при работе с чистым элегазом

В связи с заменой выключателей на подстанции «Оротукан» на элегазовые необходимо оценить влияние элегаза на здоровье человека и окружающую среду.

Наладку, монтаж, регулирование и эксплуатацию выключателя следует производить в соответствии с действующими "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", заводских инструкций по эксплуатации выключателя и привода.

Существует ряд специфических требований по технике безопасности как при работе с чистым элегазом, так и с элегазом, загрязненным продуктами его разложения [7].

Чистый элегаз - инертный газ, не имеет ни цвета, ни запаха, в 6 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не ядовит, не взрывоопасен.

Допустимая концентрация элегаза в помещении:

-0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании в помещении;

-1% - при кратковременном пребывании в помещении.

- К смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %.

Допустимую концентрацию элегаза в помещении необходимо обеспечивать приточно-вытяжной вентиляцией, выполненной с отсосом воздуха из нижнего горизонта.

Ремонт элегазового выключателя, связанный со вскрытием бака, должен производиться в специальных помещениях. Эти помещения должны быть изолированы от улицы и других помещений. Также должна быть исключена возможность попадания пыли. Потолок и стены должны быть окрашены пыленеобразующей краской. Полы не должны выделять пыль. Уборка помещения должна производиться мокрым или вакуумным способом.

При заполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;
- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;
- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).
- работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей.

6.2 Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на состояние окружающей среды.

Согласно закону Российской Федерации Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ: «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды».

Электротехнические объекты оказывают на окружающую среду различное вредное воздействие.

6.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относятся и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Работающая подстанция не должна оказывать неблагоприятного влияния на атмосферу. Поэтому должны быть проведены действия, которые направлены

на понижение ее негативного воздействия. Что именно в работе подстанции плохо влияет на атмосферу:

- выбросы паров серной кислоты, которая содержится в аккумуляторах;
- выбросы, возникающие при проведении пусконаладочных работ;
- испарения масел при их заливке или сливе;
- выхлопные газы автотранспорта, принадлежащего компаниям, обслуживающим трансформаторную подстанцию;-
- выбросы, возникающие при варке и спайке элементов оборудования подстанций.

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF_6 практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF [6].

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслonaполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание [6].

6.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

6.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [5, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем или непористым щебнем другой породы с частицами от 30 мм до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

На ОРУ 220 кВ реконструируемой подстанции «Оротукан» стоят два автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110/35.

Габариты автотрансформатора: длина $A=9,75$ м; ширина $B=5,25$ м; высота $H=7,3$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 47$ т. Плотность масла $\rho = 0,83$ т/м³.

Для предотвращения растекания масла по ОРУ и распространения пожара, при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены устройства по сбору и удалению масла - маслоприемники, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{47}{0,83} = 56,6 \text{ м}^3 \quad (88)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину $A=9,75$ м, ширину $B=5,25$ м и высоту $H = 7,3$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (9,75 + 2 * 1,5) * (5,25 + 2 * 1,5) = 105,19 \text{ м}^2.$$

$$S_{БПТ} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (89)$$

$$S_{БПТ} = 2 * (9,75 + 5,25) * 7,3 = 219, \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} = \frac{56,6}{105,19} = 0,538, \text{ м}. \quad (90)$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{УРОВНЯ} + h_{Г} + h_{ПЛ}$$

где $H_{УРОВНЯ}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$ –расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП} = 0,538 + 0,25 + 0,075 = 0,863 \text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 26 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течение 30 мин. и должны оборудо-

ваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [5].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (91)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (92)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{ м}^2$;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 219 = 78840 \text{ л} = 78,84 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 56,6 + 0,8 \cdot 78,84 = 119,67 \text{ м}^3$$

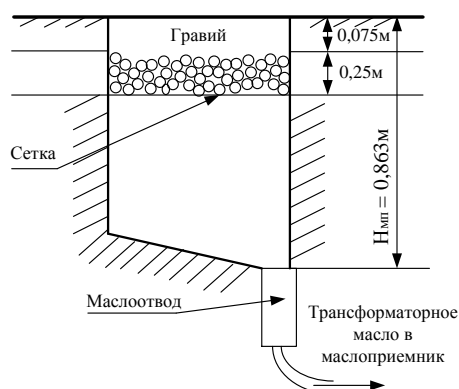


Рисунок 7- Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – $105,19 \text{ м}^2$; объём масла – $56,6 \text{ м}^3$; глубина – $0,863 \text{ м}$; объём маслосборника – $119,67 \text{ м}^3$.

6.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тя-

желым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

Наиболее часто чрезвычайная ситуация наступает во время пожара на подстанции. Пожарная опасность электроустановок связана с использованием горючих изоляционных материалов. Электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов являются причинами возникновения возгорания.

В связи с тем, что на подстанции «Оротукан» устанавливаются элегазовые выключатели, уровень возникновения ЧС на ОРУ снижается. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [2].

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. К основным огнегасительным средствам относят воду, пену, песок, инертные газы, сухие огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Класс пожара на подстанции «Оротукан» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаются знаки по действующему государственному стандарту на видных местах. К первичным средствам пожаротушения относятся огнетушители, пожарный инвентарь (бочки с водой, ящики с песком, пожарные ведра, совковые ведра и лопаты, асбестовые полотна, войлок, кошма) и пожарный инструмент (багры, ломы, топоры, лестницы). Лица, ответственные за наличие и готовность средств пожаротушения, не реже 1 раза в квартал обязаны организовать осмотр первичных средств пожаротушения с регистрацией результатов осмотра в журнале. Неисправности, выявленные при регулярных осмотрах средств пожаротушения должны быть устранены в кратчайшие сроки.

Для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей и ограничения их растекания используется песок. Тушение песком производится набрасыванием его на горящую поверхность, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция.

Песок должен быть сухим, без комков и посторонних примесей.

Хранить песок нужно в металлических ящиках вместимостью 0,5; 1,0; 3,0 м³, укомплектованных совковой лопатой или большим совком, или в металлических бочках, укороченных для удобства забора песка.

В качестве средств пожаротушения могут быть использованы асбестовое полотно, войлок, кошма. Тушение небольших пожаров производится путем набрасывания полотна на горящую поверхность, изолируя ее от доступа воздуха. Полотно должно иметь размер не менее 1х1 м.

Асбестовое полотно хранят свернутым в закрытом металлическом ящике. Войлок и кошма перед укладкой должны быть просушены и очищены от пыли, пропитаны огнезащитным составом.

7 ЭКОНОМИКА

Необходимо определить общие затраты на реконструкцию подстанции Оротукан. Укрупненные стоимостные показатели представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Укрупненные стоимостные показатели

| Тип оборудования | Тип ОРУ | Затраты | Величина затрат, тыс. руб. |
|-----------------------------|---------|---------|----------------------------|
| ОПН | 220 кВ | 6*64,8 | 389 |
| | 110 кВ | 7*31,8 | 222,6 |
| Трансформатор напряжения | 220 кВ | 3*56 | 168 |
| | 110 кВ | 3*47 | 141 |
| Трансформатор тока | 220 кВ | 54*80 | 4320 |
| | 110 кВ | 36*40 | 1440 |
| Изоляторы | 220 кВ | 45*28 | 1260 |
| | 110 кВ | 37*15 | 555 |
| Элегазовый выключатель | 220кВ | 9*13000 | 117000 |
| | 110 кВ | 6*8000 | 48000 |
| Разъединитель | 220 кВ | 29*180 | 5220 |
| | 110 кВ | 20*76 | 1520 |
| Постоянная часть затрат | | 1500 | 1500 |
| Противоаварийная автоматика | | 1400 | 1400 |
| Итого: | | | 183135,6 |

| Тип оборудования | Тип ОРУ | Затраты | Величина затрат, тыс. руб. |
|---|---------|---------|----------------------------|
| Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73 | | | 221594,08 |

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} \quad (93)$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (94)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (95)$$

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{20} = 0,05$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования ($T_{\text{сл}} = 20$ лет).

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = 221594,08 \cdot 0,05 = 11079,71 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на ремонт:

$$I_{\text{рем}} = \alpha_{\text{рем}} \cdot K_B \quad (96)$$

$$I_{рем} = 0,0525 \cdot 221594,08 = 11633,69 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_э = 11079,71 + 11633,69 = 22713,4 \text{ тыс.руб.}$$

Общие затраты:

$$З = E \cdot K + I_э \tag{97}$$

где $E=0,1$ – норматив дисконтирования.

$$З = 0,1 \cdot 221594,08 + 22713,4 = 44872,81 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{окуп} = \frac{K}{З - I_э} \tag{98}$$

$$T_{окуп} = \frac{221594,08}{44872,81 - 22713,4} = 10 \text{ лет}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью выпускной квалификационной работы была реконструкция ПС Оротукан напряжением 220/110/35/6 кВ в связи с вводом второй очереди Усть-Среднеканской ГЭС в Магаданской области, вследствие этого, необходимо расширение ОРУ 220 кВ на два линейных присоединения для захода линии от Усть-Среднеканской ГЭС, а также для ПС Палатка. Было заменено оборудование в связи с его моральным и физическим износом, как на ОРУ 220 кВ, так и на ОРУ 110 кВ. Произведено расширение ОРУ 220 кВ. Рассчитаны все необходимые данные для выбора и проверки оборудования на ПС, т. е. токи КЗ. Выполнен расчёт заземления и молниезащиты открытого распредустройства 220 кВ, рассчитана микропроцессорная защита автотрансформатора. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции; описаны первичные средства пожаротушения. Для выбранного оборудования произведён экономический расчёт, рассчитаны годовые затраты на обслуживание подстанции и срок окупаемости предложенного проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мясоедов, Ю. В. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 192 с.
2. Козлов, А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов : учебно-методическое пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 102 с.
3. Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
4. Википедия [Электронный ресурс] [https://ru.wikipedia.org/wiki/Оротукан_\(посёлок_городского_типа\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Оротукан_(посёлок_городского_типа)) (02.04.2023 г.)
5. Википедия [Электронный ресурс] https://ru.wikipedia.org/wiki/Усть-Среднеканская_ГЭС (22.04.2023 г.)
6. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.
7. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
8. Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2003.
9. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.
10. РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.

11. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
12. СТО. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ. Издание официальное, ОАО РАО «ЕЭС России», 2007.
13. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электрообеспечения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2006.
14. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2002.
15. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
16. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы : утв. постановлением гл. гос. санитар. врача Рос. Федерации от 03.09.2010 № 116
17. Собурь, С.В. Пожарная безопасность электроустановок / С.В. Собурь. – 9-е изд., перераб., с изм. – Москва : ПожКнига, 2013. – 272 с.
18. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2007. – 964 с.
19. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов/ В.М. Блок, Г.К. Обушев. – М. : Высш.шк., 2011. – 383 с.
20. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

21. Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.
22. Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.
23. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. - М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. - 116 с.
24. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.
25. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.
26. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2020.-116 с.
27. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)
28. ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
29. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
30. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.