

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) «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 10 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Могоча напряжением 220/110/35/10 кВ в
Забайкальском крае

Исполнитель
студент группы 542об-1

 19.06.19
подпись, дата

Н.Е. Потапов

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 19.06.19.
подпись, дата

А.А. Остапенко

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

 17.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бушаева Никиты Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция подстанции Могоя напряжением 220/110/35/10
в Забайкальском крае

(утверждено приказом от 04.04.19 № 759 уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы собранные
при проектировании предпринятой практики

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

Разработка схемы подстанции, расчет токов короткого замыкания,
выбор и проверка оборудования подстанции, расчет релейной защиты

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Бушаев А.В., доцент, к.т.н.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Семанов А.А., доцент, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

Буш
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 с., 7 рисунков, 21 таблица, 123 формулы.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ.

В работе произведена реконструкция (расширение) подстанции 220/110/35/10 кВ Могоча в Могочинском районе Забайкальского края. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты. А также был произведен расчет молниезащиты.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

| | | |
|-----|---|-------------------------------------|
| АТС | – | автотрансформатор связи; |
| АВР | – | автоматический ввод резерва; |
| АПВ | – | автоматическое повторное включение; |
| ТКЗ | – | ток короткого замыкания; |
| ЛЭП | – | линия электропередачи; |
| МТЗ | – | максимальная токовая защита; |
| НН | – | низкое напряжение; |
| КЗ | – | короткое замыкание; |
| ПС | – | подстанция; |
| ТТ | – | трансформатор тока; |
| ТН | – | трансформатор напряжения; |
| ТО | – | токовая отсечка. |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 7 |
| 1 Исходные данные | 9 |
| 1.1 Характеристика района | 9 |
| 1.2 Описание ПС Могоча | 10 |
| 2 Выбор схемы проектируемой подстанции | 12 |
| 3 Выбор силовых трансформаторов | 14 |
| 4 Расчёт токов короткого замыкания | 16 |
| 4.1 Определение параметров схемы замещения прямой последовательности | 18 |
| 4.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности | 21 |
| 4.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного замыкания в месте КЗ | 23 |
| 4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ | 25 |
| 4.5 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности | 27 |
| 4.6 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности | 29 |
| 4.7 Определение несимметричных коротких замыканий | 33 |
| 4.8 Расчёт апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени | 36 |
| 5 Выбор и проверка оборудования подстанции | 40 |
| 5.1 Выбор выключателей | 40 |
| 5.2 Выбор разъединителей | 45 |
| 5.3 Выбор трансформаторов тока | 46 |
| 5.4 Выбор трансформаторов напряжения | 50 |
| 5.5 Сборные шины | 52 |
| 5.6 Выбор ОПН | 55 |
| 5.7 Выбор аккумуляторных батарей | 59 |
| 6 Релейная защита и автоматика | 62 |
| 6.1 Основные типы защит трансформаторов | 62 |

| | |
|---|----|
| 6.2 Дифференциальная защита автотрансформаторов | 63 |
| 7 Технико-экономический расчёт проекта | 70 |
| 8 Молниезащита и заземление подстанции | 74 |
| 9 Безопасность и экологичность | 78 |
| 9.1 Безопасность | 78 |
| 9.2 Экологичность | 83 |
| 9.3 Акустические шумы | 85 |
| 9.4 Чрезвычайные ситуации | 87 |
| Заключение | 92 |
| Библиографический список | 93 |

ВВЕДЕНИЕ

В Забайкальском крае в период с 2019 по 2023 г. планируется увеличение потребления мощности. В этот период будут строиться производственные объекты на севере региона. Электрическая энергия потребуется горно-обогатительным предприятиям в центральной и южной частях Забайкальского края. А также прирост энергопотребления добавит Забайкальская железная дорога, которая взяла курс на увеличение грузоперевозок.

Электротяга поездов является потребителем с резкопеременной и несимметричной нагрузкой, величина которой может изменяться в диапазоне от 200 до 500 МВА в течение часа. Турбогенераторы электростанций имеют определенный предел регулирования мощности, что негативно влияет на качество электроэнергии, особенно в периоды работы с минимальной генерацией. Коренным решением проблемы передачи электроэнергии из одной энергосистемы в другую станет ввод в работу Забайкальского преобразовательного комплекса на районной подстанции Могоча .

В данной дипломной работе будет рассмотрено создание межсистемной связи на напряжение 220 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Востока на основе Забайкальского преобразовательного комплекса постоянного тока (ЗБК). Основой для создания межсистемной связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока служит установка вставок постоянного тока на базе СТАТКОМ.

Главным назначением ПС Могоча 220/110/35/10/6 кВ является передача, преобразование и распределение электрической энергии для обеспечения потребности в электроэнергии промышленных предприятий местного значения, тяговых ПС железной дороги, нагрузок коммунально-бытового сектора.

Сооружение вставки постоянного тока даст возможность:

- обеспечить обмен резервной мощностью между ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
- повысить надежность электроснабжения тяговых подстанций Забайкальской железной дороги.

- осуществить увеличение пропускной способности южного транзита
Сибирь – Восток.

Реконструкция ПС Могоча предполагает расширение РУ 220 кВ с использованием ячеек КРУЭ 220 кВ, установка новых 4-х трёхфазных трансформаторов 220/35 кВ, сооружение ЗРУ 35 кВ №1 и №2, сооружение зданий преобразовательных устройств СТАТКОМ №1 и №2.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Характеристика района

Забайкальский край — субъект Российской Федерации, входит в состав Сибирского федерального округа. Административный центр — город Чита.

Граничит с Амурской и Иркутской областями, республиками Бурятия и Якутия, имеет внешнюю границу с Китаем и Монголией.

Территория Забайкальского края составляет 431,9 тыс. км², или 2,5 % от территории Российской Федерации (12-ое место).

В рельефе преобладают горные хребты Забайкалья высотой до 3000 м, разделенные межгорными котловинами. Главные реки: реки бассейнов Байкала, Лены, Амура (Шилка, Аргунь). На территории края много озер и минеральных источников. Климат резко континентальный; средняя температура января от -33 до -26 градусов, средняя температура июля от +17 до +21 градуса; количество осадков –300 мм в год. Край находится в зоне вечной мерзлоты. На территории края распространены преимущественно горно-таежные подзолистые почвы. Свыше половины территории покрыто горно-таежными лесами (даурская лиственница, сосна, кедр, береза); на юге и по днищам рек — злаково-разнотравные степи.

Расширяемая подстанция 220/110/35/10 кВ Могоча расположена в границах города Могоча Могочинского района Забайкальского края. Город Могоча расположен в 630 км к северо-востоку от административного центра – г. Читы.

По климатическому районированию территория строительства относится к V климатической зоне.

Гидрографическая сеть представлена рекой Амазар и ее левым притоком р. Могоча. Река Могоча впадает в р. Амазар в 3,5 км вверх по течению от площадки подстанции Могоча. Площадка расширяемой подстанции расположена на левом берегу р. Амазар, вне водохранной и прибрежной защитных зон данного водного объекта.

Площадка расширения подстанции примыкает с юго-восточной стороны к существующей площадке ПС 220 кВ Могоча. Площадка расширения подстанции свободна от застройки.

Расширяемая подстанция расположена на расстоянии 0,4 км от ближайшей жилой застройки и в 0,06 км от ближайшей нежилой застройки – территория МРСК «Восточное предприятие электрических сетей (Могочинский РЭС).

Таблица 1 – Климатические условия

| Климатический параметр | г. Могоча, Забайкальский край |
|--|----------------------------------|
| Нормативное ветровое давление, Па | 300 |
| Расчетное ветровое давление, Па | 420 |
| Расчетная температура воздуха, °С: - максимальная; - минимальная; - среднегодовая | плюс 36 минус 53 минус 5,4 |
| Среднегодовая продолжительность гроз, час | 50,7 |
| Годовая норма осадков, мм | 470 |
| Загрязненность атмосферы: - степень загрязнения атмосферы (СЗА) по влиянию на изоляцию | II |

1.2 Описание ПС Могоча

Подстанция 220 кВ Могоча установленной мощностью 282 МВА построена в 1987 году. Она обеспечивает электроснабжение тяговых

подстанций Транссибирской железнодорожной магистрали, а также питает город Могоча с населением 13 тысяч человек.

На подстанции установлены:

два автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/220/110/10 с

$S_{\text{НОМ}} = 125 \text{ МВА}$

два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-16000/110/35/6 с

$S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВА}$

Число, тип, мощность и напряжение трансформаторов собственных нужд:

4* ТМ – 630/10 с $S_{\text{НОМ}} = 630 \text{ кВА}$, 10/0,4 кВ

1* ТМ – 630/6 с $S_{\text{НОМ}} = 630 \text{ кВА}$, 6/0,4 кВ

1* ТМ – 250/6 с $S_{\text{НОМ}} = 250 \text{ кВА}$, 6/0,4 кВ

Состав ВЛ подключенных к ПС 220 кВ Могоча:

1) Могоча – Кислый ключ;

2) Могоча – Пеньковая;

3) Могоча – Амазар;

4) Семиозерная – Могоча

Имеют место 2 пересечения ВЛ на заходах на ПС 220 кВ Могоча:

– ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый ключ, Могоча – Пеньковая с ВЛ 110 кВ Могоча – Давенда;

– ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар, Семиозерная – Могоча с ВЛ 110 кВ Могоча – Давенда

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор схемы РУ начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

Аппараты и проводники в цепях трансформаторов, с учетом перспективы, должны быть, как правило, рассчитаны по номинальному току, току перегрузки и току к.з. на установку более мощных трансформаторов, следующий по стандартной шкале номинальной мощности.

Подстанции делятся на тупиковые, ответвленные, проходные и узловые. В соответствии с НТН для ПС 35 – 750 кВ разработаны типовые схемы, позволяющие максимально унифицировать практичные решения.

Приняты следующие схемы электрических соединений:

- РУ-220 кВ с использованием КРУЭ-220 кВ – западное по схеме №220-17 «Полуторная» с тремя полуторными цепочками (9 ячеек с выключателями) и восточное РУ по схеме № 220-7 «Четырехугольник» (4 ячейки с выключателями). Системы шин обоих РУ соединены автоматическими перемычками.

- РУ-35 кВ. Подключение оборудования вставки постоянного тока (ВПТ) на базе СТАТКОМ для западного и восточного направлений на напряжении 35 кВ принято по схеме №35-5АН нетиповая «Мостик с выключателями» в цепях ВПТ.

Остальные существующие распределительные устройства подстанции остаются без изменения:

- ОРУ-110 кВ по схеме № 110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин»;

- ЗРУ-10 кВ по схеме №10-1 «Одна секционированная двумя выключателями система шин» (3 секции);

- ЗРУ-6 кВ по схеме №6-1 «Одна секционированная выключателем система шин» (2 секции).

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность каждого из трансформаторов обычно определяется из требований к параллельно работающим трансформаторам:

- равенство напряжений на сторонах ВН, СН и НН;
- соотношение мощностей должно быть не более одной третьей;
- равенство напряжений короткого замыкания U_k ;
- схемы соединений и группы соединений параллельно работающих трансформаторов должны быть одинаковы.
- Поэтому рекомендуется выбирать трансформаторы одинаковой мощности и тока.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot k_3}$$

(1)

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

k_3 – оптимальный коэффициент загрузки.

При выборе трансформаторов учитываем категорию надёжности электропотребителей. Для 1-й категории оптимальный коэффициент загрузки составляет $K_3=0,6-0,7$; для 2-й категории – $K_3=0,7-0,8$; для 3-й категории – $K_3=0,9-0,95$.

Расчетная мощность трансформатора на ПС Могоча :

$$S_{\text{трасч}} = \frac{240}{4 \cdot 2,7} = 85,71 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТДЦН-160000/220.

Проверяем трансформаторы в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}$$

(2)

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \geq 1,4$$

(3)

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{240}{(4 - 1) \cdot 85,71} = 0,93$$

Условие выполняется, следовательно трансформаторы на подстанции выбраны правильно.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёт токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрического оборудования, а также уставок электрических аппаратов релейной защиты. При необходимости намечаются мероприятия по ограничению токов короткого замыкания.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических сетей по причине её старения или пробоя, обрывов проводов с падением на землю, механических повреждений изоляции кабельных линий, ударов молнии в линии электропередач, неправильных действий обслуживающего персонала.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их нагрев. Нагрев может ускорить и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов и т.д. Поэтому проводники и аппараты должны проверяться на термическую стойкость.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками, под действием этих усилий изоляция и токоведущие части могут быть разрушены. Поэтому электрическое оборудование должно проверяться на электродинамическую стойкость.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- 1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

5) считают, что трехфазная система является симметричной;

6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 100$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{cp}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

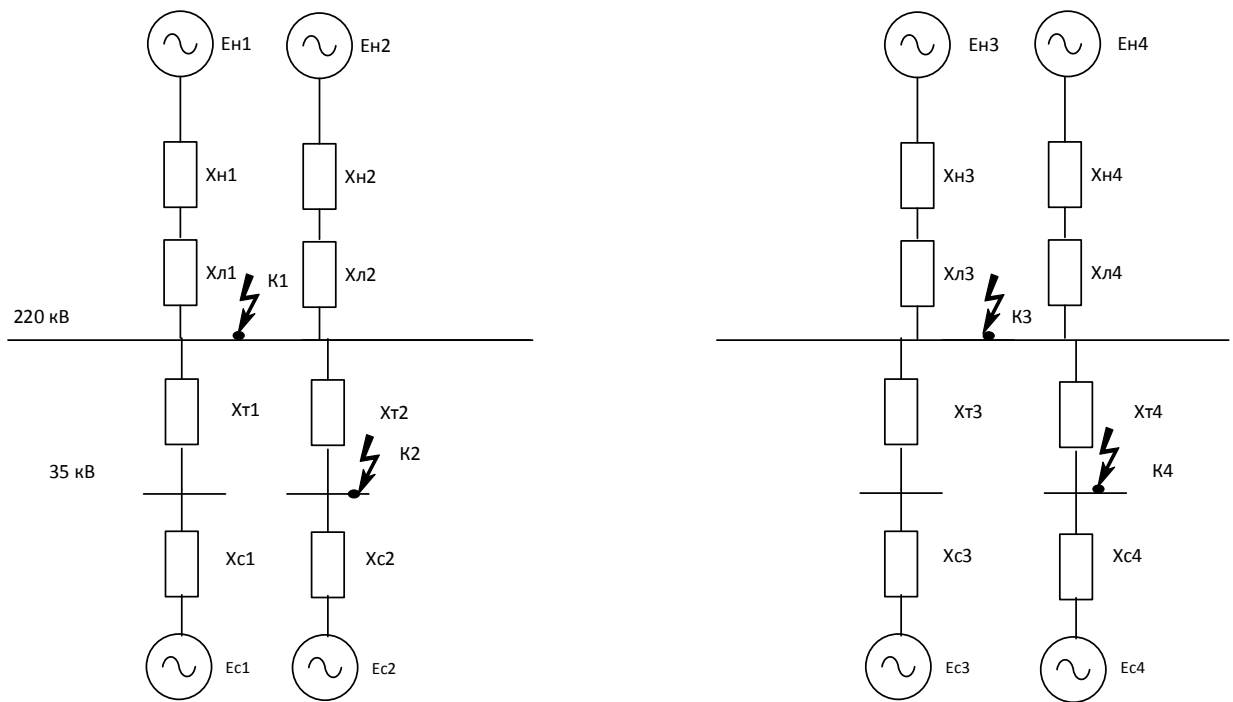


Рисунок 1 – Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

4.1 Определение параметров схемы замещения прямой

последовательности

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{баз1}} = 230 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 38,5 \text{ кВ};$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}},$$

(4)

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА},$$

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}} \cdot I_c}$$

(5)

где I_c - трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.
 Для шин 35 кВ $I_c = 6,82$ кА.

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 6,82} = 0,22 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_{л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} \text{ о.е.} \quad (6)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии; l – длина воздушной линии.

В качестве примера рассчитаем сопротивление линии 220 кВ «Могоча» - «Кислый ключ», выполненной проводом марки АС-300/48, $X_0 = 0,0978$ Ом/км, $l = 63,8$ км.

$$X_{л1} = 0,0978 \cdot 63,8 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,012 \text{ о.е.}$$

В дальнейшем рассчитываем сопротивление остальных линий, марка провода не меняется.

$$X_{л2} = 0,0978 \cdot 35,8 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,007 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = 0,0978 \cdot 87,8 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,016 \text{ о.е.}$$

$$X_{л4} = 0,0978 \cdot 50,7 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,009 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H^*} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}$$

(7)

где $X_{H^*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки.

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 40} = 0,44 \text{ о.е.}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 40} = 0,44 \text{ о.е.}$$

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 40} = 0,44 \text{ о.е.}$$

$$X_{H4} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 40} = 0,44 \text{ о.е.}$$

Сопротивления двухобмоточных трансформаторов определяются по формуле:

$$X_m = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{т.ном}}$$

(8)

$$X_m = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{160} = 0,075 \text{ o.e}$$

4.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентирование относительно точки КЗ.

Для точки к.з. К1:

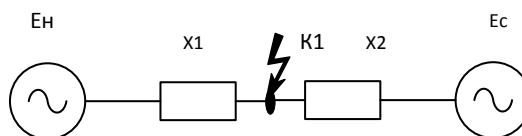


Рисунок 2 – преобразование схемы замещения для точки К1

$$X_1 = \frac{(X_{н1} + X_{л1}) \cdot (X_{н2} + X_{л2})}{X_{н1} + X_{л1} + X_{н2} + X_{л2}}$$

(9)

$$X_1 = \frac{(0,44 + 0,012) \cdot (0,44 + 0,007)}{0,44 + 0,012 + 0,44 + 0,007} = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{X_T}{2} + \frac{X_C}{2}$$

(10)

$$X_2 = \frac{0,075}{2} + \frac{0,22}{2} = 0,147 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

$$X_3 = \frac{(X_{н1} + X_{л1}) \cdot (X_{н2} + X_{л2})}{X_{н1} + X_{л1} + X_{н2} + X_{л2}} + \frac{X_T}{2}$$

(11)

$$X_3 = \frac{(0,44 + 0,012) \cdot (0,44 + 0,007)}{0,44 + 0,012 + 0,44 + 0,007} + \frac{0,075}{2} = 0,26 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = \frac{X_C}{2}$$

(12)

$$X_4 = \frac{0,22}{2} = 0,11 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К3:

$$X_5 = \frac{(X_{н3} + X_{л3}) \cdot (X_{н4} + X_{л4})}{X_{н3} + X_{л3} + X_{н4} + X_{л4}}$$

(13)

$$X_5 = \frac{(0,44 + 0,016) \cdot (0,44 + 0,009)}{0,44 + 0,016 + 0,44 + 0,009} = 0,23 \text{ о.е.}$$

$$X_6 = \frac{X_T}{2} + \frac{X_C}{2}$$

(14)

$$X_6 = \frac{0,075}{2} + \frac{0,22}{2} = 0,147 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К4:

$$X_7 = \frac{(X_{н3} + X_{л3}) \cdot (X_{н4} + X_{л4})}{X_{н3} + X_{л3} + X_{н4} + X_{л4}} + \frac{X_T}{2}$$

(15)

$$X_7 = \frac{(0,44 + 0,016) \cdot (0,44 + 0,009)}{0,44 + 0,016 + 0,44 + 0,009} + \frac{0,075}{2} = 0,27 \text{ о.е.}$$

$$X_8 = \frac{X_C}{2}$$

(16)

$$X_8 = \frac{0,22}{2} = 0,11 \text{ о.е.}$$

4.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в месте КЗ

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. в месте к.з. будет определяться суммой всех токов, протекающих по ветвям, т.е для начала требуется вычислить ток отдельно для каждой ветви.

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}$$

(17)

$I_{\sigma i}$ - базисный ток в точке к.з.

$U_{\sigma i}$ - базисное напряжение в точке к.з.

$$I_{noi} = \frac{E_i \cdot I_{\sigma i}}{X_i}$$

(18)

I_{noi} - периодическая составляющая тока трехфазного к.з.

$$I_{\kappa_i} = I_{nos_i} + I_{non_i} \tag{19}$$

Для точки к.з. К1:

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{noc1}} = \frac{1 \cdot 0,25}{0,147} = 1,7 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нон1}} = \frac{1,03 \cdot 0,25}{0,22} = 1,17 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 1} = I_{\text{noc1}} + I_{\text{нон1}}$$

$$I_{\kappa 1} = 1,7 + 1,17 = 2,87 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К2:

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{noc2}} = \frac{1 \cdot 1,5}{0,11} = 13,6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нон2}} = \frac{1,03 \cdot 1,5}{0,26} = 5,94 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 2} = I_{\text{noc2}} + I_{\text{нон2}}$$

$$I_{\kappa 2} = 13,6 + 5,94 = 19,54 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К3:

$$I_{\delta 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нос3}} = \frac{1 \cdot 0,25}{0,147} = 1,7 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нон3}} = \frac{1,03 \cdot 0,25}{0,23} = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к3}} = I_{\text{нос3}} + I_{\text{нон3}}$$

$$I_{\text{к3}} = 1,7 + 1,12 = 2,82 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К4:

$$I_{\text{б4}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нос4}} = \frac{1 \cdot 1,5}{0,11} = 13,6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нон4}} = \frac{1,03 \cdot 1,5}{0,27} = 5,7 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к4}} = I_{\text{нос4}} + I_{\text{нон4}}$$

$$I_{\text{к4}} = 13,6 + 5,7 = 19,3 \text{ кА}$$

4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного кз

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_{\text{уд}}, \tag{20}$$

где $k_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$I_{\text{по}}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ

Для точки к.з. К1:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,78 = 4,28 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,17 \cdot 1,78 = 2,94 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial \Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2}$$

(21)

$$i_{y\partial \Sigma} = 4,28 + 2,94 = 7,22 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К2:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 13,6 \cdot 1,608 = 30,92 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 5,94 \cdot 1,608 = 13,5 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial \Sigma} = 30,92 + 13,5 = 44,42 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К3:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,78 = 4,28 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,12 \cdot 1,78 = 2,82 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial \Sigma} = 4,28 + 2,82 = 7,1 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К4:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 13,6 \cdot 1,608 = 30,92 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,608 = 12,96 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial \Sigma} = 30,92 + 12,96 = 43,88 \text{ кА}$$

4.5 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

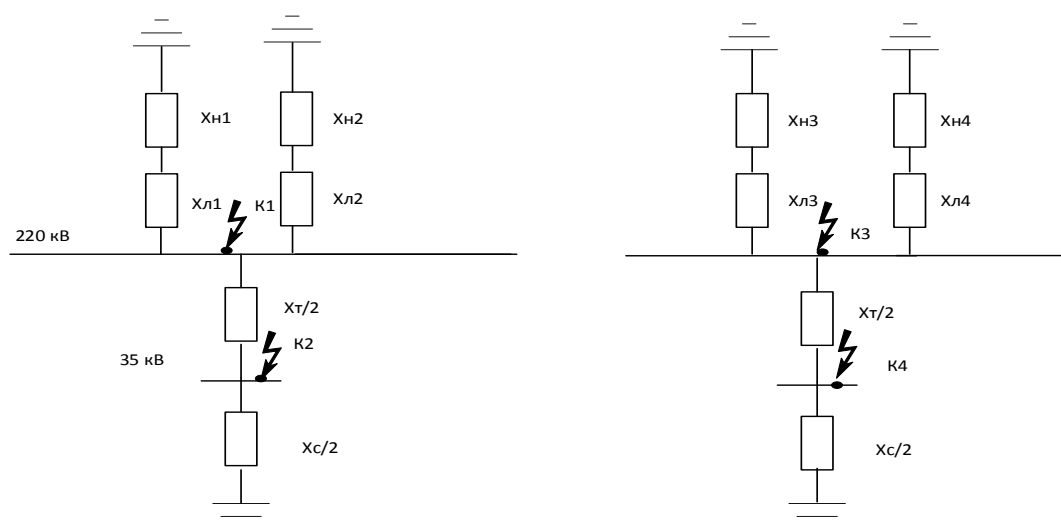


Рисунок 3 – схема замещения обратной последовательности

Эквивалентировав схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

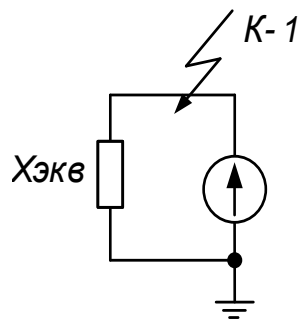


Рисунок 4 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Для точки к.з. К1:

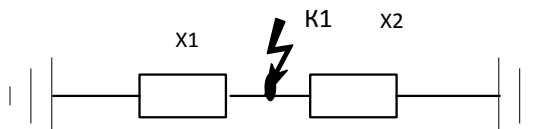


Рисунок 5 – эквивалентная схема замещения обратной последовательности для к.з. в точке К1

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}}$$

(22)

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,147}} = 0,09 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

$$X_{\text{экв}2} = \frac{1}{\frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}$$

(23)

$$X_{\text{экв}2} = \frac{1}{\frac{1}{0,26} + \frac{1}{0,11}} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К3:

$$X_{\text{экв}3} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6}}$$

(24)

$$X_{\text{экв}3} = \frac{1}{\frac{1}{0,23} + \frac{1}{0,147}} = 0,09 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К4:

$$X_{\text{экв}4} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8}}$$

(25)

$$X_{\text{экв}4} = \frac{1}{\frac{1}{0,27} + \frac{1}{0,11}} = 0,08 \text{ о.е.}$$

4.6 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

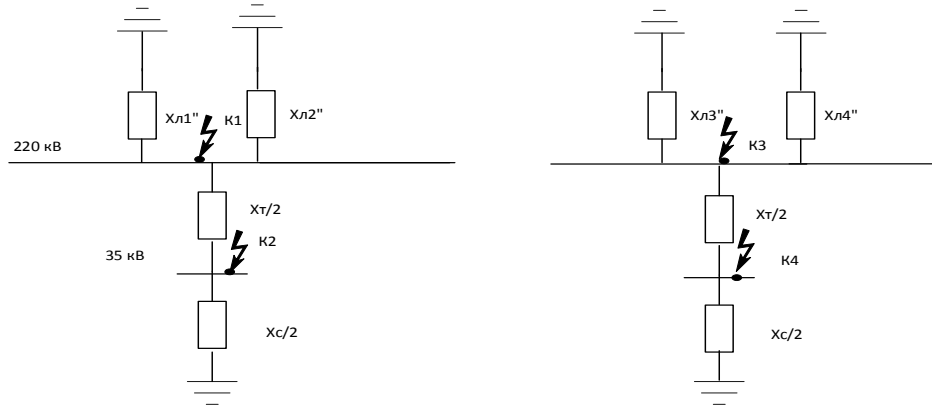


Рисунок 6 – схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{л''} = 3 \cdot X_{л} \quad (26)$$

$$X_{л1''} = 3 \cdot 0,012 = 0,036 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2''} = 3 \cdot 0,007 = 0,021 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3''} = 3 \cdot 0,016 = 0,048 \text{ о.е.}$$

$$X_{л4''} = 3 \cdot 0,009 = 0,027 \text{ о.е.}$$

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентировав схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

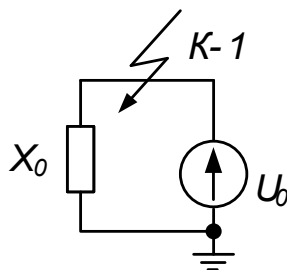


Рисунок 7 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Для точки к.з. К1:

$$X_{01} = \frac{X_{л1''} \cdot X_{л2''}}{X_{л1''} + X_{л2''}} \quad (27)$$

$$X_{01} = \frac{0,036 \cdot 0,021}{0,036 + 0,021} = 0,01 \text{ о.е.}$$

$$X_{02} = \frac{X_T}{2} + \frac{X_C}{2} \quad (28)$$

$$X_{02} = \frac{0,075}{2} + \frac{0,22}{2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}0\text{к}1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{01}} + \frac{1}{X_{02}}} \quad (29)$$

$$X_{\text{экв}0\text{к}1} = \frac{1}{\frac{1}{0,01} + \frac{1}{0,15}} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

$$X_{03} = X_{01} + \frac{X_T}{2}$$

(30)

$$X_{03} = 0,01 + \frac{0,075}{2} = 0,05 \text{ о.е.}$$

$$X_{04} = \frac{X_C}{2}$$

(31)

$$X_{04} = \frac{0,22}{2} = 0,11 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}0\kappa 2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{03}} + \frac{1}{X_{04}}}$$

(32)

$$X_{\text{экв}0\kappa 2} = \frac{1}{\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,11}} = 0,034 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К3:

$$X_{05} = \frac{X_{л3''} \cdot X_{л4''}}{X_{л3''} + X_{л4''}}$$

(33)

$$X_{05} = \frac{0,048 \cdot 0,027}{0,048 + 0,027} = 0,02 \text{ о.е.}$$

$$X_{06} = \frac{X_T}{2} + \frac{X_C}{2}$$

$$X_{06} = \frac{0,075}{2} + \frac{0,22}{2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}0\kappa3} = \frac{1}{\frac{1}{X_{05}} + \frac{1}{X_{06}}}$$

(34)

$$X_{\text{экв}0\kappa3} = \frac{1}{\frac{1}{0,02} + \frac{1}{0,15}} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К4:

$$X_{07} = X_{05} + \frac{X_T}{2}$$

(35)

$$X_{07} = 0,02 + \frac{0,075}{2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

$$X_{08} = \frac{X_C}{2}$$

$$X_{08} = \frac{0,22}{2} = 0,11 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}0\kappa4} = \frac{1}{\frac{1}{X_{07}} + \frac{1}{X_{08}}}$$

(36)

$$X_{\text{экв}0\kappa4} = \frac{1}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,11}} = 0,04 \text{ о.е.}$$

4.7 Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного к.з. пропорционален току прямой последовательности при данном виде к.з.:

$$I_{Ki}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{ki}^{(n)} \quad (37)$$

где n – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{ki}^{(n)}$ – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{ki}^{(n)} = \frac{E_{эквi}}{X_{экв} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\sigma i} \quad (38)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Двухфазное к.з. в точке К1:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_{экв\kappa 1}}{X_{экв1} + X_{экв01}} \cdot I_{\sigma 1}$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{1}{0,09 + 0,01} \cdot 0,25 = 2,5 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 1}^{(2)}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 2,5 = 4,3 \text{ кА}$$

Двухфазное к.з. в точке К2:

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{E_{\text{эквк}2}}{X_{\text{экв}2} + X_{\text{экв}02}} \cdot I_{\delta 2}$$

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{1}{0,08 + 0,034} \cdot 1,5 = 13,2 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 2}^{(2)}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 13,2 = 22,8 \text{ кА}$$

Двухфазное к.з. в точке К3:

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{E_{\text{эквк}3}}{X_{\text{экв}3} + X_{\text{экв}03}} \cdot I_{\delta 3}$$

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{1}{0,09 + 0,02} \cdot 0,25 = 2,27 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^{(2)}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 2,27 = 3,9 \text{ кА}$$

Двухфазное к.з. в точке К4:

$$I_{\kappa 4}^{(2)} = \frac{E_{\text{эквк}4}}{X_{\text{экв}4} + X_{\text{экв}04}} \cdot I_{\delta 4}$$

$$I_{\kappa 4}^{(2)} = \frac{1}{0,08 + 0,04} \cdot 1,5 = 12,5 \text{ кА}$$

$$I_{K4}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 4}^{(2)}$$

$$I_{K4}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 12,5 = 21,6 \text{ кА}$$

Однофазное к.з. в точке К1:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{\text{эквк1}}}{X_{\text{экв1}} + X_{\text{экв01}} + X_{\text{экв01}}} \cdot I_{\delta 1}$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1}{0,09 + 0,09 + 0,01} \cdot 0,25 = 1,32 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot I_{\kappa 1}^{(1)}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot 1,32 = 3,96 \text{ кА}$$

Однофазное к.з. в точке К2:

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{E_{\text{эквк2}}}{X_{\text{экв2}} + X_{\text{экв02}} + X_{\text{экв02}}} \cdot I_{\delta 2}$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{1}{0,08 + 0,08 + 0,034} \cdot 1,5 = 7,73 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(1)} = 3 \cdot I_{\kappa 2}^{(1)}$$

$$I_{K2}^{(1)} = 3 \cdot 7,73 = 23,19 \text{ кА}$$

Однофазное к.з. в точке К3:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{E_{\text{эквк3}}}{X_{\text{экв3}} + X_{\text{экв03}} + X_{\text{экв03}}} \cdot I_{\text{б3}}$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{1}{0,09 + 0,09 + 0,02} \cdot 0,25 = 1,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К3}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\kappa 3}^{(1)}$$

$$I_{\text{К3}}^{(1)} = 3 \cdot 1,25 = 3,75 \text{ кА}$$

Однофазное к.з. в точке К4:

$$I_{\kappa 4}^{(1)} = \frac{E_{\text{эквк4}}}{X_{\text{экв4}} + X_{\text{экв04}} + X_{\text{экв04}}} \cdot I_{\text{б4}}$$

$$I_{\kappa 4}^{(1)} = \frac{1}{0,08 + 0,08 + 0,04} \cdot 1,5 = 7,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К4}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\kappa 4}^{(1)}$$

$$I_{\text{К4}}^{(1)} = 3 \cdot 7,5 = 22,5 \text{ кА}$$

4.8 Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного к.з. в точке К1:

$$I_{n0к1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{экв1}}{X_{экв1} + X_{экв01} + X_{экв01}} \cdot I_{\delta 1}$$

(39)

$$I_{n0к1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,09 + 0,09 + 0,01} \cdot 0,25 = 3,96 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного к.з. в точке К2:

$$I_{n0к2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{экв2}}{X_{экв2} + X_{экв02} + X_{экв02}} \cdot I_{\delta 2}$$

(40)

$$I_{n0к2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,08 + 0,08 + 0,034} \cdot 1,5 = 23,19 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного к.з. в точке К3:

$$I_{n0к3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{экв3}}{X_{экв3} + X_{экв03} + X_{экв03}} \cdot I_{\delta 3}$$

(41)

$$I_{n0к3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,09 + 0,09 + 0,02} \cdot 0,25 = 3,75 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного к.з. в точке К4:

$$I_{n0к4}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{экв4}}{X_{экв4} + X_{экв04} + X_{экв04}} \cdot I_{\delta 4}$$

(42)

$$I_{n0\kappa4}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,08 + 0,08 + 0,04} \cdot 1,5 = 22,5 \text{ кА}$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока к.з. в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент к.з.

Для точки к.з. К1:

$$i_{a0\kappa1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\kappa1}^{(1)} \quad (43)$$

$$i_{a0\kappa1} = \sqrt{2} \cdot 3,96 = 5,6 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К2:

$$i_{a0\kappa2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\kappa2}^{(1)} \quad (44)$$

$$i_{a0\kappa2} = \sqrt{2} \cdot 23,19 = 32,8 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К3:

$$i_{a0\kappa3} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\kappa3}^{(1)} \quad (45)$$

$$i_{a0\kappa3} = \sqrt{2} \cdot 3,75 = 5,3 \text{ кА}$$

Для точки к.з. К4:

$$i_{a0к4} = \sqrt{2} \cdot I_{n0к4}^{(1)}$$

(46)

$$i_{a0к3} = \sqrt{2} \cdot 22,5 = 31,8 \text{ кА}$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для двух расчетных точек.

Таблица 2 – Значение токов КЗ

| Вид КЗ | Точка КЗ | | | |
|--|----------|-------|-------|-------|
| | К – 1 | К – 2 | К – 3 | К – 4 |
| ток трехфазного КЗ $I_{n0}^{(3)}$, кА | 2,87 | 19,54 | 2,82 | 19,3 |
| ток двухфазного КЗ $I_{к}^{(2)}$, кА | 4,3 | 22,8 | 3,9 | 21,6 |
| ток однофазного КЗ $I_{к}^{(1)}$, кА | 3,96 | 23,19 | 3,75 | 22,5 |
| апериодическая сост. тока КЗ i_{a0} ,кА | 5,6 | 32,8 | 5,3 | 31,8 |
| ударный коэффициент $k_{y\partial}$ | 1,78 | 1,608 | 1,78 | 1,608 |
| ударный ток КЗ $i_{y\partial}$,кА | 7,22 | 44,42 | 7,1 | 43,88 |

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Выбор выключателей

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.ном} \geq U_{уст.ном},$$

(47)

где $U_{ап.ном}$ – номинальное напряжение аппарата; $U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном},$$

(48)

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Выбранные предварительно аппараты проверяются на электродинамическую и термическую устойчивость токам КЗ. При проверке аппаратов и токоведущих частей КРУЭ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид КЗ принимаем трехфазное короткое замыкание.

Для аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{y\delta} \leq i_{max} \text{ или } I_{y\delta} \leq I_{max},$$

(49)

где i_{max} и I_{max} соответственно – максимально допускаемое амплитудное и действующее значения сквозного тока КЗ аппарата.

В данном дипломном проекте РУ 220 кВ выполняем в виде КРУЭ, принимая к установке ячейки КРУЭ типа ЯЭГ-220.

Выбор выключателей осуществляется по следующим условиям:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по включающей способности;
- по отключающей способности;
- по содержанию апериодической составляющей в токе КЗ;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Проверка выключателя в ячейке блочного трансформатора. В ячейках ЯЭГ - 220 устанавливаются выключатели ВГГК – 220. Необходимые технические характеристики для выбора и проверки выключателя приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики выключателя ВГГК-220

| Наименование параметра | Значение параметра |
|---|--------------------|
| Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее, кВ | 220 / 252 |
| Номинальная частота тока, Гц | 50 / 60 |
| Параметры сквозного тока КЗ: | |
| ток термической стойкости, кА; | 50 |
| пик номинального выдерживаемого тока, кА; | 128 |

| | |
|---|-------------|
| номинальная длительность КЗ во внешней цепи, с. | 3 |
| Номинальный ток отключения, кА | 50 |
| Параметры тока включения: наибольший пик не более, кА; начальное действующее значение периодической составляющей, кА. | 128 50 |
| Процентное содержание апериодической составляющей, % | 45 |
| Собственное время отключения, с | 0,030±0,005 |
| Собственное время включения, с | 0,1 |

Находим расчетный ток:

$$I_{расч} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

(50)

$$I_{расч} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,42 \text{ кА};$$

Определим номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ протекающего через выключатель по формуле:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}$$

(51)

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45}{100} \cdot 50 = 31,82 \text{ кА}$$

где $b_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $b_{ном} = 45$.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Tа}}$$

(52)

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,87 \cdot e^{-\frac{0.01}{0.03}} = 2,88 \text{ кА}$$

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{PЗ} + t_{ОВ} \quad (53)$$

$$t_{отк} = 2 + 0,03 = 2,03 \text{ с}$$

где $t_{PЗ}$ – время действия релейной защиты, с; $t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (54)$$

$$B_K = 2,87^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 16,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

Номинальный тепловой импульс выдерживаемый выключателем:

$$B_K \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (55)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 4 – Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 220 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|------------------------------------|--|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_{p\max} = 420 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $i_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 7,22 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$ |
| $B_{\text{к.в}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 16,97 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq B_{\text{к.в}}$ |
| $I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 2,87 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ |
| $I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 2,87 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ |
| $i_{\text{а.ном}} = 31,82 \text{ кА}$ | $I_{\text{ат}} = 2,88 \text{ кА}$ | $I_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$ |

Таблица 5 – Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей 220 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|------------------------------------|--|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_{p\max} = 420 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $i_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 7,22 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$ |
| $B_{\text{кв}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 16,97 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq B_{\text{кв}}$ |
| $I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 2,87 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ |
| $I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 2,87 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ |
| $i_{\text{а.ном}} = 31,82 \text{ кА}$ | $I_{\text{ат}} = 2,88 \text{ кА}$ | $I_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$ |

Как видно из результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке. Аналогичным образом, выберем выключатели (трансформаторные, секционный, линейные) в РУ 35 кВ.

Произведем выбор выключателей на РУ 35 кВ.

$$I_{\max} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 35} = 2,6 \text{ кА}$$

На шинах 35 кВ выбираю выключатель типа ВГТ-35М-50/3150 ХЛ1 выключатель элегазовый.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 19,54^2 \cdot (2,03 + 0,02) = 782,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,28 \text{ кА}.$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 19,54 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 19,62 \text{ кА}.$$

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 35 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| $U_H = 35 \text{ кВ}$ | $U_p = 35 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3150 \text{ А}$ | $I_{p.\text{max}} = 2600 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{пр.скв} = 127,5 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 44,42 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_{кв} = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 782,71 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq B_{кв}$ |
| $I_{вкл} = 50 \text{ кА}$ | $I_{по} = 19,54 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ | $I_{по} = 19,54 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{откл.\text{ном}}$ |
| $I_{a.\text{ном}} = 28,28 \text{ кА}$ | $I_{at} = 19,62 \text{ кА}$ | $I_{a.t} \leq i_{a.\text{ном}}$ |

5.2 Выбор разъединителей

Выбор и проверка разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На стороне ВН выбираем разъединители марки РНДЗ-220/2000 У1.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_{p.\max} = 420 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 7,22 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$ |
| $V_K = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_K = 16,97 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_{\text{кр}} \leq V_{\text{кн}}$ |

На стороне НН выбираем разъединители марки РДЗ–35/3150 УХЛ1.

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 35 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|-------------------------------------|-------------------------------------|
| $U_H = 35 \text{ кВ}$ | $U_p = 35 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3150 \text{ А}$ | $I_{p.\max} = 2600 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 44,42 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$ |
| $V_{\text{к.в}} = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_K = 782,71 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_K \leq V_{\text{к.в}}$ |

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. По требованиям ПУЭ трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5 А или 1 А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности.

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи и проверяется по току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при КЗ.

Проверка трансформатора тока установленного в линейной ячейке.

Трансформатор тока выбирается на номинальное напряжение 220 кВ, и максимальный рабочий ток данного присоединения равный 800 А.

Проверка ТТ на термическое и динамическое воздействие тока КЗ осуществляется по расчетным данным приведенным в таблице 2. Результаты проверки сводятся в таблицу 9. Проверка ТТ ТОГФ - 220 по нагрузке вторичной обмотки производится ниже.

Таблица 9 – Проверка ТТ ТОГФ – 220

| Расчётные данные | Паспортные данные | Условия проверки |
|------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = U_{ном}$ |
| $I_{раб} = 420 \text{ А}$ | $I_{1ном} = 1200 \text{ А}$ | $I_{раб} < I_{1ном}$ |
| | $I_{2ном} = 1 \text{ А}$ | |
| | Класс точности 0,5 | |
| $Z_{2р} = 11,6 \text{ Ом}$ | $Z_{2ном} = 30 \text{ Ом}$ | $Z_{2р} < Z_{2ном}$ |
| $i_y = 7,22 \text{ кА}$ | $I_{дин. н.} = 128 \text{ кА}$ | $i_y < I_{дин. н.}$ |
| $B_k = 16,97 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кв} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$ |

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке можно сделать допущение, что т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$r_{пров.} \leq Z_{2доп} - (\sum r_{приб} + r_k) \quad (56)$$

где $r_{пров.}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами; $Z_{2доп} = r_{2доп}$ – допустимая вторичная нагрузка ТТ, Ом; $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов; r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2} \quad (57)$$

Для определения $S_{приб}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ. Перечень измерительных приборов приводится в таблице 10.

Таблица 10 – Приборы, подключаемые к ТТ линейной ячейки

| Прибор | Тип | Класс точности | Потребляемая мощность, В·А, фазы | | |
|----------------------------|--------------|----------------|----------------------------------|-----|-------|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э-350 | 1,5 | — | 0,5 | — |
| Ваттметр | Д-345 | 1,5 | 0,5 | — | 0,5 |
| Варметр | Д-345 | 2,5 | 0,5 | — | 0,5 |
| Счётчик активной энергии | А2Д-3-АЛ-С2Т | 0,5 | 2×2,0 | — | 2×2,0 |
| Счётчик реактивной энергии | А2Д-3-АЛ-С2Т | 0,5 | 2×2,0 | — | 2×2,0 |
| Итого: | | | 9,0 | 0,5 | 9,0 |

По данным таблицы 10 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Отсюда общее сопротивление приборов и максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$r_{приб} = \frac{9,0}{1^2} = 9,0 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 30 - (9,0 + 0,1) = 20,9 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение провода можно определить из соотношения:

$$S_{min} = \frac{p \cdot l_{расч}}{r_{пров}};$$

(58)

где $I_{\text{расч}} = 225$ м – приблизительная расчётная длина соединительных проводов для цепей РУ 220 кВ; $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м – удельное сопротивление для меди;

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0175 \cdot 225}{20,9} = 0,188 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ по условию прочности, для медных жил сечение не должно быть меньше 2,5 мм². Принимаем для монтажа медный провод сечением 2,5 мм².

Аналогично выбираем и проверяем трансформаторы тока других ячеек.

Результаты сводятся в таблицы 11– 12.

Таблица 11 – Проверка трансформатора тока ячейки блочного трансформатора

| Расчётные данные | Паспортные данные | Условия проверки |
|--|--|--|
| $U_{\text{уст}} = 220$ кВ | $U_{\text{ном}} = 220$ кВ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{раб}} = 420$ А | $I_{1\text{ном}} = 1200$ А | $I_{\text{раб}} < I_{1\text{ном}}$ |
| | $I_{2\text{ном}} = 1$ А | |
| | Класс точности 0,5 | |
| $Z_{2\text{р}} = 11,6$ Ом | $Z_{2\text{ном}} = 30$ Ом | $Z_{2\text{р}} < Z_{2\text{ном}}$ |
| $i_y = 7,22$ кА | $I_{\text{дин. н.}} = 128$ кА | $i_y < I_{\text{дин. н.}}$ |
| $B_{\text{к}} = 16,97$ кА ² с | $B_{\text{кв}} = 7500$ кА ² с | $B_{\text{к}} < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$ |

Таблица 12 – Проверка трансформатора тока для стороны 35 кВ ТОЛ-35Ш-V-4

| Расчётные данные | Паспортные данные | Условия проверки |
|---------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| $U_{\text{уст}} = 35$ кВ | $U_{\text{ном}} = 35$ кВ | $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{раб}} = 2600$ А | $I_{1\text{ном}} = 3000$ А | $I_{\text{раб}} < I_{1\text{ном}}$ |
| | $I_{2\text{ном}} = 1$ А | |
| | Класс точности 0,5 | |
| $Z_{2\text{р}} = 11,6$ Ом | $Z_{2\text{ном}} = 30$ Ом | $Z_{2\text{р}} < Z_{2\text{ном}}$ |
| $i_y = 44,42$ кА | $I_{\text{дин. н.}} = 220$ кА | $i_y < I_{\text{дин. н.}}$ |

$$B_{\kappa} = 782,71 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\kappa B} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\kappa} < I_{\text{TH}}^2 \cdot t_{\text{TH}}$$

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения от первичных цепей до стандартных значений 100, 100/ $\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном},$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;
 $S_{2\Sigma}$ - суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

Для присоединения счетчиков электроэнергии - класс точности - 0,5; для присоединения щитовых измерительных приборов - классы 1 и 3. За $S_{2ном}$ принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды, и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по схеме неполного треугольника.

Для упрощения расчетов не разделяем нагрузку по фазам:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum P_{приб})^2 + (\sum Q_{приб})^2} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi)^2} \quad (59)$$

где $\sum P_{приб}$ - суммарная активная нагрузка измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, Вт; $\sum Q_{приб}$ - суммарная реактивная нагрузка измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, Вар; $\sum S_{приб}$ - суммарная мощность, потребляемая всеми катушками напряжения приборов, В·А; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности

приборов (для вольтметров, ваттметров равным единице, для счетчиков - 0,38 ($\sin\varphi = 0,925$)).

В ячейках ТН типа ЯЭГ-220 устанавливаются трансформаторы напряжения ЗНОГ-220.

Определим нагрузку приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220кВ.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка ТН

| Прибор | Тип | S одной обмотки, В·А | Число обмоток | Число приборов | Общая потребляемая мощность, В·А |
|-------------------------------|--------------|----------------------|---------------|----------------|----------------------------------|
| Вольтметр | Э335 | 2 | 1 | 3 | 6 |
| Варметр | Д335 | 1,5 | 2 | 3 | 9 |
| Ваттметр | Д335 | 1,5 | 2 | 3 | 9 |
| Частотомер | Э362 | 1 | 1 | 2 | 3 |
| Синхроскоп | Э327 | 10 | 1 | 1 | 10 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 10 | 1 | 1 | 10 |
| Частотомер регистрирующий | Н-397 | 7 | 1 | 1 | 7 |
| Счётчик активной энергии | А2Д-3-AL-C2Т | 2 | 2 | 4 | 48 |
| Счётчик реактивной энергии | А2Д-3-AL-C2Т | 3 | 2 | 2 | 32 |
| Фиксатор импульсного действия | ФИП | 3 | 1 | 3 | 9 |
| Итого: | | | | | 143 |

Результаты выбора и проверки трансформатора напряжения ЗНОГ-220 приведены в таблице 14

Таблица 14 – Результаты проверки ТН ЗНОГ-220

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|---------------------------------------|--|----------------------|
| $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{1ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = U_{1ном}$ |
| | Класс точности 0,5 | |
| $S_{2р} = 420 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{2н} = 1000 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{2р} < S_{2н}$ |

Результаты выбора и проверки трансформатора напряжения ТЛО-35 приведены в таблице 15

Таблица 15 – Результаты проверки ТН ТЛО-35

| Расчётные данные | Паспортные данные | Проверка |
|--|--|----------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = U_{1ном}$ |
| | Класс точности 0,5 | |
| $S_{2р} = 2600 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{2н} = 3000 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{2р} < S_{2н}$ |

5.5 Сборные шины.

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость токам КЗ. Сечение шин выбирается по длительно допустимому току нагрузки. $I_{дон} \geq I_{раб.мах}$. По экономической плотности тока не выбираются сборные шины РУ, цепи резервного питания, цепи шиносоединительного и секционного выключателей.

В конструкции КРУЭ ЯЭГ 220 для соединения элегазового оборудования подстанции между собой используются элегазовые токопроводы. Линейные и угловые секции токопроводов выполнены в виде алюминиевых оболочек, в которых с помощью изоляционных элементов установлена алюминиевая токоведущая шина. Секции имеют фланцевые соединения, при этом токоведущая система одной секции токопровода соединяется с токоведущей системой другой секции штепсельным разъемом.

Максимальный рабочий ток шины равен $I_{max} = 420$ А.

Токоведущие шины которыми комплектуется КРУЭ на 220 кВ с рабочим током 2000 А, имеет сечение $q = 1785$ мм², и рассчитана на длительно допустимый ток равный $I_{доп.ном} = 2820$ А.

С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 уточним длительно допустимый ток:

$$I_{доп} = 2820 \cdot 0,94 = 2655 \text{ А}$$

$$I_{доп} > I_{max} \quad (60)$$

Как видно из сравнения наибольший рабочий ток меньше длительно допустимого тока шин, таким образом выбор шин сделан верно.

Проверка шин на термическую стойкость

При проверке шин на термическую устойчивость должно выполняться условие

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t \quad (61)$$

Тепловой импульс тока КЗ на шинах РУ 220 кВ равен $B_k = 16970$ кА²·с.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (62)$$

где C – коэффициент принимаемый для алюминиевых шин равный 88.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{16970 \cdot 10^3}}{88} = 47 \text{ мм}^2.$$

Как мы видим минимальное сечение по условию термической стойкости меньше выбранного сечения 1935 мм², следовательно шины термически устойчивы.

Проверка шин на механическую прочность

Шины трубчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции.

При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника, для нахождения напряжения в материале шины возникающего при воздействии изгибающего момента, принимаем расчетную формулу:

$$\sigma_{\phi max} = 1,64 \cdot \frac{i_{y\phi}^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8},$$

(63)

где l – длина пролета между опорными изоляторами, принята равной 2 м.; a – расстояние между шинами принято 1,09 м.; W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

$$W = \pi \cdot \frac{(D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$$

(64)

$$W = 3,14 \cdot \frac{(8,5^4 - 6,9^4)}{32 \cdot 8,5} = 34,1 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\phi max} = 1,64 \cdot \frac{2870^2 \cdot 2^2}{1,09 \cdot 34,1} \cdot 10^{-8} = 0,014 \text{ МПа}.$$

Т.к. $\sigma_{расч} = 0,014 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа}$, мы делаем вывод, что шины механически прочны.

5.6 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.35} = 40,5 \text{ кВ}$$

(65)

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ.}$$

(66)

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (67)$$

$$U_{p.n.p.35} = \frac{40,5}{1,48} = 27,36 \text{ кВ.}$$

$$U_{p.n.p.220} = \frac{252}{1,48} = 170,27 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/176/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-35/37/10/550 (II)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят: ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор ОПН

| Тип ОПН | $U_{нр}$, кВ | $I_{ном}$, кА | $U_{ост к}$, при коммут.имп.тока 500(1000) А, кВ | $U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ | $I_{ВБ}$, кА | Э, кДж Полная энергоёмкость |
|---------------------------------|------------------|-------------------|--|--|------------------|-----------------------------------|
| ОПН- 220/176/10/ 850 (II) | 176 | 10 | 446 (463) | 526 (564) | 40 | 550 |
| ОПН- 35/37/10/ 550 (II) | 37 | 10 | 88,4 (91,4) | 104 (111) | 40 | 115,8 |

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{ВБ}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{ВБ} \geq (1.15 - 1.20) I_{КЗ} , \quad (68)$$

$$40 \geq 2,87 \text{ кА}$$

$$40 \geq 19,54 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} . \quad (69)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одоминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 35 кВ $U_{исп50} = 85$ кВ, , для 220 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (70)$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным

одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{И}=1.35$; $K_{К}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{К}=0.9$.

$$U_{КИ.35} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05 \text{ кВ},$$

$$88,4 \leq \frac{146,05}{1,20} \text{ кВ},$$

$$88,4 < 121,711 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ},$$

$$446 \leq \frac{558,438}{1,20} \text{ кВ},$$

$$446 < 465,365 \text{ кВ}.$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} ; \tag{71}$$

$$\mathcal{E}_{35}^* = \frac{115,8}{35} = 3,309 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует третьему классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{550}{220} = 2,5 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

5.7 Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей I_n и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 220кВ – 30А.

Временную нагрузку для подстанций 110-220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{вр}. \quad (72)$$

$$I_{ав} = 30 + 70 = 100 \text{ А}$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав}. \quad (73)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А.}$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{\text{разр}} = 222,5 \text{ А}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{\text{НОМ}}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В.

$$n = \frac{U_{\text{шт}}}{U_{\text{э}}} \quad (74)$$

$$n = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл}$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{m \text{ max}}, \quad (75)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \text{ max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток; $I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{\text{пр}} = 5 \text{ А}$.

$$I_{m \text{ max}} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ А}; \quad (76)$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ А} \geq I_{m \text{ max}} = 110 \text{ А}. \quad (77)$$

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} \quad (78)$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n, \quad (79)$$

$$U_{ост} = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ B}$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\% . \quad (80)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9 \%$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\% . \quad (81)$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из изложенного следует, что защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

1) отключать трансформатор (автотрансформатор) от всех источников питания при его повреждении;

2) отключать трансформатор (автотрансформатор) от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении газа из масла, понижении уровня

масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов (автотрансформаторов).

Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора (автотрансформатора) при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания.

Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла.

Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор (автотрансформатор), при повреждении как самого трансформатора (автотрансформатора), так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

6.2 Дифференциальная защита автотрансформаторов

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-ТЗ». Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 17 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

| Параметр | Формула | Результаты | | |
|-----------------------------------|--|---------------------|---------------------|----------------------|
| | | ВН | СН | НН |
| Первичный номинальный ток, А | $I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$ | $I_1=165 \text{ А}$ | $I_2=331 \text{ А}$ | $I_3=1039 \text{ А}$ |
| Схема соединения ТТ | | Δ | Δ | Y |
| Коэффициент схемы | K_{cx} | $\sqrt{3}$ | $\sqrt{3}$ | 1 |
| Коэффициент трансформации ТТ | $n_{уст}$ | $\frac{300}{5}$ | $\frac{800}{5}$ | $\frac{1500}{5}$ |
| Вторичные токи в плечах защиты, А | $I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$ | 4,763 | 3,583 | 3,463 |

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б. max}, \quad (82)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б. max} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внешн. max}, \quad (83)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается $k_a = 1$; $k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$; ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$); $\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,16$);

$I_{K3.внеш.мах}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{K3.внеш.мах} = \frac{4446}{220/10} = 707,3 \text{ A}$$

$$I_{н.б.мах} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 707,3 = 183,9 \text{ A}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 183,9 = 239 \text{ A}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (84)$$

$$I_{с.з.2} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ A}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{ч} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{с.з.1}}, \quad (85)$$

где $I_{K3}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{3850}{220/10} = 612,5 \text{ A}$$

$$k_{ч} = \frac{612,5}{239} = 2,56$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($k_u \geq 2$). В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 239 А ($I_{с.з.1}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{втор} = I_{с.з.1} \cdot \frac{k_{сх.\Delta}}{k_{м.ВН}}, \quad (86)$$

$$I_{втор} = 239 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 6,9 \text{ А}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{min} = I_{втор} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков} \quad (87)$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{расч} = \frac{F_{min}}{I_{втор}}, \quad (88)$$

$$W_{расч} = \frac{100}{6,9} = 14,49 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:
 $W_{уст} = 14$ витков.

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{расч} = \frac{I_{втор.ВН} \cdot W_{уст}}{I_{втор.СН}}, \quad (89)$$

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{4,763 \cdot 14}{3,583} = 18,61 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{уст}^{\wedge} = 19$ витков.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч}^{\wedge} - W_{уст}^{\wedge}}{W_{расч}^{\wedge}} \right| \cdot I_{КЗ.внеш.мах} , \quad (90)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{18,61 - 19}{18,61} \right| \cdot 707,3 = 14,823 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.мах.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.мах} , \quad (91)$$

$$I_{н.б.мах.уточ} = 14,823 + 183,9 = 198,723 \text{ А.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу витков.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{уст}^{\wedge}} \cdot \frac{k_{т.ВН}}{k_{сх.Δ}} , \quad (92)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{19} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 271,456 \text{ А.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,3:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}} , \quad (93)$$

$$k_{отсч} = \frac{271,456}{198,723} = 1,366$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (94)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{612,5}{271,456} = 2,256$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.
- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.
- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПРОЕКТА

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (95)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций; $K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамкательями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (96)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.; $K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р.; $K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.; $K_{пост}$ - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов,

линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{ДС} = 51625 + 299781 + 2965 + 12457 = 366828 \text{ тыс.руб}$$

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 7,94.

Определение эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс} \cdot K, \quad (97)$$

где $a_{экс}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,
 $a_{амис} = 5.25\%$, $a_{амвлэн} = 0.65\%$.

$$\begin{aligned} I_{экс} &= 5,25 \cdot 366828 + 0,65 \cdot 24844,26 = 1925847 + 16148,769 \\ &= 1941995,769 \text{ тыс.руб} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта. Вычисляются по формуле:

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (98)$$

где T_{cl} - срок службы оборудования, в проекте принято $T_{cl} = 20$ лет.

$$I_A = \frac{391672,26}{20} = 19583,613 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (99)$$

$c_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2016 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Суммарные потери электроэнергии во всех элементах сети составляют:

$$\Delta W = 1305,7284 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Тогда затраты на транспортировку электроэнергии составят:

$$I_{\Delta W} = 1,5 \cdot 1305,7284 = 1058,5926, \text{ тыс.руб}$$

Таблица 19 – Эксплуатационные издержки

| № п/п | Вид издержек | Значение |
|-------|--------------------------|-----------|
| 1 | I_{AM} , тыс. руб. | 19583,613 |
| 2 | $I_{\Delta W}$ тыс. руб. | 1058,5926 |

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (100)$$

где K – капиталовложения в строительство сети, тыс.руб., I – эксплуатационные издержки, тыс. руб., E – норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Определим среднегодовые эквивалентные годовые расходы:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 391672,26 + 145454,774 = 184622 \text{ тыс.руб}$$

Стоимостная оценка результатов строительства подстанции.

Таблица 20 – Укрупненные стоимостные показатели реконструкции

| Тип оборудования | Затраты, тыс. руб | Величина затрат, тыс. руб. |
|--|-------------------|----------------------------|
| АТДЦН-160000/220 | 2*16300 | 32600 |
| Элегазовый выключатель 220 кВ | 4*12500 | 50000 |
| Элегазовый выключатель 110 кВ | 2*7000 | 14000 |
| Элегазовый выключатель 35 кВ | 5*2000 | 10000 |
| РТД-20/35 | 3600 | 3600 |
| Постоянная часть затрат | 35000 | 35000 |
| Противоаварийная автоматика | 1200 | 1200 |
| Итого: | | 146400 |
| Стоимость проектирования ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73 | | 660747 |

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте.

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500\text{кВ}$;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U \geq 500\text{кВ}$

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Рассчитывается зона защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, так как расчет ведется для ОРУ 220 кВ.

Принимается высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м}; \quad (101)$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 50 \text{ м};$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 29,877 \text{ м};$$

$$L_{M34} = 24,069 \text{ м};$$

$$L_{M16} = 46,271 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \text{ Ч}_h, \quad (102)$$

$$h_{эф} = 0,85 \text{ Ч}_0 = 25,5 \text{ м} \quad (103)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \text{ Ч}_h) \text{ Ч}_h, \quad (104)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \text{ Ч}_0) \text{ Ч}_0 = 31,2 \text{ м}, \quad (105)$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_m < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м}; \quad (106)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{C.Г} = h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_M - h) \quad (107)$$

$$h_{C.Г.12} = h_{C.Г.56} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (50 - 30) = 21,92 \text{ м} \quad (108)$$

$$h_{C.Г.23} = h_{C.Г.45} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (29,877 - 30) = 25,522 \text{ м} \quad (109)$$

$$h_{C.Г.34} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (24,069 - 30) = 26,562 \text{ м} \quad (110)$$

$$h_{C.Г.16} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (46,271 - 30) = 22,587 \text{ м} \quad (111)$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_{0,31} \cdot \frac{h_m}{h_{эф}} \quad (112)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \frac{16,7}{25,5} = 10,77 \text{ м} \quad (113)$$

где h_m – высота линейного портала

$$h_m = 16,7 \text{ м} – \text{для } 220 \text{ кВ.} \quad (114)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz} - h_m}{h_{cz}} \quad (115)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \frac{\sqrt{21,92 - 16,7}}{12,08} = 7,43 \text{ м} \quad (116)$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \frac{\sqrt{25,522 - 16,7}}{12,08} = 10,78 \text{ м} \quad (117)$$

$$r_{cx34} = 31,2 \frac{\sqrt{26,562 - 16,7}}{12,08} = 11,584 \text{ м} \quad (118)$$

$$r_{cx16} = 31,2 \frac{\sqrt{22,587 - 16,7}}{12,08} = 8,132 \text{ м} \quad (119)$$

Результаты расчёта зон защит молниеотводов сведены в таблицу.

Таблица 21 – Результаты расчёта зон защит молниеотводов

| Молниеотводы | l_{m-m} | r_{Co} | r_X | h_{cz} | r_{cx}^{mn} |
|--------------|-----------|----------|-------|----------|---------------|
| 1-2 | 50 | 31,2 | 10,77 | 21,92 | 7,43 |
| 2-3 | 29,877 | | | 25,522 | 10,78 |
| 3-4 | 24,069 | | | 26,562 | 11,584 |
| 4-5 | 29,877 | | | 25,522 | 10,78 |
| 5-6 | 50 | | | 21,92 | 7,43 |
| 1-6 | 46,271 | | | 22,587 | 8,132 |

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Распределительное устройство подстанции "Могоча" - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции "Могоча" разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и

отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

8) в электроустановках напряжением 110 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производится дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50 °С; недоступные для прикосновения - выше 70 °С. Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся

приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеют отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать: подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем; включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения; отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции "Могоча" оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 10 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими.

Каждая секция (система) сборных шин РУ 110 кВ имеет два комплекта заземлителей. При наличии трансформаторов напряжения заземления сборных шин следует осуществлять заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях: при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя; на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей; для защиты от наведенного напряжения;

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м (с учетом требований

4.2.57 и 4.2.58), а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки имеют отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м, а в ЗРУ - на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и являются съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние не менее 0,5 м или предусматривается площадка перед дверью для осмотра. Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Поскольку в проектируемом ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа обеспечивает удобство перемещения и разворота выкатных тележек. При однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении - длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ, его ширина составляет не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м, при длине более 60 м - два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.[4]

9.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим

тщательный анализ реконструируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими

маслонаполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

9.3 Акустические шумы

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

Перед установкой трансформатора ТДЦНМ 160000/220 нужно проверить на допустимый уровень шума.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2)$$

(120)

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}$$

(121)

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука $ДУ_{LA}$, который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2)$$

(122)

Исходные данные для расчета:

Количество трансформаторов 4; трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида ДЦ); типовая мощность трансформатора 160 МВА; класс напряжения 220 кВ; тип территории территория непосредственно прилегающая к зданиям домов отдыха и пансионатов.

Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 105$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{PA}=10\lg(2\cdot 10^{0,1\cdot 105}) \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA}= 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(105-45)}}{2\cdot 3,14}} = 400 \text{ м}$$

(123)

Реконструируемый участок ПС Могоча находится на удалении более 400 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

9.4 Чрезвычайные ситуации

В части дипломного проекта, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Правила пожарной безопасности на подстанциях

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и

маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Забайкальском крае планируется реконструкция подстанции Могоча. Главной задачей работы является создание межсистемной связи на напряжение 220 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Востока на основе Забайкальского преобразовательного комплекса постоянного тока (ЗБПК). Основой для создания межсистемной связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока служит установка вставок постоянного тока на базе СТАТКОМ. В работе были решены следующие задачи:

1. разработана схема подстанции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания;
3. произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
4. произведён расчёт релейной защиты;
5. произведён расчёт молниезащиты;

В результате выполнения работы была произведена реконструкция ОРУ 220 кВ и РУ 35 кВ подстанции Могоча.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 3 ГОСТ 12.1.003-83 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- 4 ГОСТ 12.2.024-87 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные.
- 5 ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения
- 6 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 7 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 8 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 9 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
- 10 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
- 11 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.
- 12 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС

России», 2008, - 131 с.

13 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

14 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

15 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

16 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014

17 Савина, Н.В.Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.

18 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.

19 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.

20 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ РД 34.20.179

21 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

23 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.

24 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

25 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов»: учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис.,

табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

26 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения»: метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

27 Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

28 Электроэнергетика. Производство электроэнергии : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 93 с.