

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина

« 26 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция распределительного устройства напряжением 220 кВ
подстанции Завитая напряжением 220/35/10 кВ

Исполнитель
студент группы 642-об1

 16.06.20
подпись, дата

А.С. Губанов

Руководитель
доцент

 16.06.20
подпись, дата

А.Г. Ротачева

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

 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 26.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

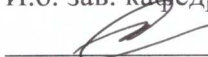
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетика

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«24» 03 2020г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Губанова Алексея Сергеевича

1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Завитая напряжением 220/35/10 кВ
(утверждено приказом 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 26.06.2020г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Характеристика рассматриваемого района. 2. Описание ПС. 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Выбор оборудования. 5. Расчет заземления и молнии защиты ПС. 6. Расчет и выбор релейной защиты. 7. Безопасность и экологичность. 8. Экономический расчет.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС. 2. Релейная защита. 3. Схема внешнего электроснабжения. 4. Молниезащита. 5. Заземление ПС. 6. Разрез КРУЭ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с., 7 рисунков, 24 таблицы, 150 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТОКОПРОВОД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной работе была проведена реконструкция и замена открытого распределительного устройства 220 кВ на комплектное распределительное устройство элегазовое и в связи с устареванием открытых распределительных устройств 35 и 10 кВ замена на комплектные распределительные устройства закрытого типа подстанции Завитая в Завитинском районе Амурской области. Произведен необходимый расчет токов короткого замыкания для, выбора высоковольтного оборудования и релейной защиты на микропроцессорной базе терминала Сириус-ТЗ. Выполнен расчет и подбор молниезащиты и заземления подстанции. В разделе БЖД описаны правила и нормы для безопасного обслуживания, эксплуатации электроустановок и защиты персонала.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВКР – выпускная квалификационная работа;

КЛ – кабельная линия;

ТТ – трансформатор тока;

КЗ – короткое замыкание;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ВЛ – воздушная линия.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района	9
2 Описание ПС Завитая	10
3 Расчет токов короткого замыкания	12
3.1 Нахождение ЭДС и сопротивлений элементов схемы	12
3.2 Расчет токов короткого замыкания	18
4 Выбор оборудования на подстанцию «Завитая »	21
4.1 Выбираем элегазовые ячейки 8DN9 220 кВ	21
4.2 КРУ 35 кВ СЭЩ-70 производства «Электрощит Самара»	26
4.3 КРУ 10 кВ СЭЩ-70-10 производства «Электрощит Самара»	30
4.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения	33
4.4.1 Выбор трансформаторов тока	33
4.4.2 Выбор трансформаторов напряжения	40
4.5 Выбор ошиновки	43
4.5.1 Выбор жестких шин	43
4.5.2 Выбор силовых кабелей	46
4.5.3 Выбор гибких шин	49
4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	51
4.7 Выбор аккумуляторных батарей	53
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения	57
4.9 Выбор высокочастотных заградителей	64
5 Расчет заземления и молнии защиты	66
5.1 Общие положения	66
5.2 Расчет заземления подстанции	67
5.3 Расчет молниезащиты	72
5.4 Анализ грозоупорности	75
6 Расчет защиты трансформатора на базе терминала СИРИУС – ТЗ	78

6.1 дифференциальная токовая защита	78
6.2 Максимальная токовая защита	83
6.3 Защита от перегрузок	86
6.4 Описание газовой защиты	88
7 Безопасность и экологичность	89
7.1 Безопасность	89
7.2 Экологичность	92
7.3 Чрезвычайная ситуация	98
8 Экономика	100
8.1 Расчет капиталовложений	100
8.2 Расчет эксплуатационных издержек	101
8.3 Определение себестоимости	103
Заключение	107
Библиографический список	108

ВВЕДЕНИЕ

Большая часть России связана в одну большую электроэнергетическую систему. За счет объединения электроэнергетических предприятий, их упорядоченной схемы управления, достигается надежность электроснабжения, и экономия существенной части капиталовложения на территории всей страны днем и ночью.

В области энергоснабжения потребителей к этим задачам относятся повышение уровня (качества) проектных работ, рациональное использование и эксплуатация высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем для телемеханики, защита и автоматизация реле, волоконно-оптические линии связи и снижение непроизводственных издержек для потребителей.

При этом необходимо снизить себестоимость электроэнергии, соблюдая все нормы и правила проектирования, монтажа, эксплуатации и самое главное, требования к качеству электрической энергии, то есть к стабильности частоты и пропорциональности напряжений и синусоидальных токов и напряжений (допустимых отклонений и колебания), так как любое отклонение от норм ГОСТ 13109-97 приводит к износу электрических приборов. Все это снижает надежность энергоснабжения потребителей, что является одним из важнейших показателей работы электрических систем (сетей, подстанций), так как любые отключения электроэнергии, плановые и особенно аварийные, наносят большой ущерб потребителям и особенно энергоснабжающей организации.

Кроме того, энергетические объекты должны соответствовать требованиям безопасности и охраны окружающей среды, а также иметь возможность обнаружить, локализовать и устранить последствия аварий, а так же различных вариантов нарушений нормального режима работы .

Подстанция Завитая является связующим звеном в энергосистеме района и области. Она участвует в обеспечении электроэнергией г.

Завитинска и соседних поселков, но одной из важнейших ролей данной ПС служит транзит электроэнергии на напряжении 220 кВ.

ОРУ 220 кВ запущено в эксплуатацию в 1982 году и неизбежно требует внимания и замены токоведущих частей в связи со старением имеющегося оборудования. Если упускать этот факт, то выход из строя оборудования приведет к большому недоотпуску электроэнергии и к большим потерям, что неприемлемо для подстанции с таким количеством транзитной электроэнергии. Переход подстанции на КРУЭ обеспечит высокую надежность передачи и распределения электроэнергии, что в дальнейшем позволит избежать выхода из строя высоковольтного оборудования, сведя к минимуму вероятность недоотпуска электроэнергии в энергосистеме района, области и дальневосточного округа.

Целью данной бакалаврской работы является замена открытого распределительного устройства на комплектное распределительное устройство элегазовое на напряжение 220 кВ и попутная замена ОРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ на КРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ

При выполнении разработки проекта были выделены такие задачи:

1. Определение особенностей схемы электроснабжения Амурской области
2. Анализ подключения реконструируемой ПС
3. Выбор нового оборудования и проверка установленного ранее оборудования
4. Проверить целесообразность проекта(экономическое обоснование)
5. Оценка экологического влияния и безопасности во время эксплуатации оборудования.

Для решения этих задач будут рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано и проверено основное энергетическое оборудование, выполнена графическая часть подключения к энергосистеме, проведена оценка безопасности и экологичности.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

Климат района является континентальным по температурным признакам, и муссонным по характеру формирования, поэтому характеризуется неравномерным распределением осадков по сезонам года. В целом среднегодовое количество осадков достаточно для поддержания почвы во влажном состоянии, но распределяются они неравномерно, в весенние месяцы наблюдается недостаток влаги, а в летний - ее избыток. 70 -80% осадков падает на летне-осенний период.

Зима холодная, ветреная. Высота снежного покрова небольшая. Скорость ветра в зимний период достигает 20-26м/сек., что приводит к сносу снежного покрова, тем самым, увеличивая глубину промерзания грунта до 2,5 - 2,7 метров.

Весна сухая, с сильными ветрами. Лето жаркое и сухое в первой половине, осень теплая и сырая.

Температурный режим района относится к первой тепловой зоне, со среднегодовой температурой в пределах от 0 °С до -2 °С в. Средняя температура холодных месяцев декабрь-январь (-24,7°, -27,7°). В отдельные годы может понижаться до (-30°), и самые теплые месяцы июль-август, температура достигает (+25°, +30°).

Температура верхнего слоя почвы прямо пропорциональна установившейся температуре воздуха над ее поверхностью.

С начала апреля температура на поверхности земли может достигать до 1°С, а уже в мае поднимается до среднего значения равного 11°С. В октябре месяце температура опускается до 0°С.

2 ОПИСАНИЕ ПОДСТАНЦИИ

На ПС «Завитая» 220/35/10 кВ используются распределительные устройства типа:

ОРУ 220 кВ – имеет схему две системы шин с обходной;

ОРУ 35 кВ – имеет схему одно секционированной системы шин;

КРУН 10 кВ – имеет схему одно секционированной системы шин.

К шинам высокой стороны приходит 11 воздушных линий, от шин средней и низкой стороны отходят 5 воздушных линий и 9 кабельных линий соответственно.

Подстанция оснащена оборудованием.

Установлены трансформаторы ТДТН-25000/220-70У1, в количестве двух штук.

Высоковольтные выключатели:

ВВБ-220-12 – 11 шт.; ВВД-220-Б – 1 шт.; ЗАР1FG – 3 шт. НРЛ 245В1- 3 шт. С-35М-630-10-У1 – 8 шт.; ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1600 У2- 1шт. ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/630 У2-2 шт. ВМПЭ-10-1600-20-42 У2 – 2 шт.; ВМПЭ-10-630-20-У2 – 12 шт. ВКЭ-10-20-630-У2-5 шт.

Разъединители:

РНДЗ-16-220-1000 У1 – 36 шт.; РНДЗ-2-220-1000 У1 – 16 шт.; РАЗ-1-220-1000УХЛ1-1 – 3 шт.;РАЗ-2-220-1000УХЛ1-1 – 1 шт.; РНДЗ-1-35-1000 У1 – 11 шт.; РНДЗ-2-35-1000 У1 – 11 шт.; РН СЭЩ-1-220 УХЛ1-6шт.;РН СЭЩ-2-220 УХЛ1-6шт.

Трансформаторы напряжения:

НАМИТ-2-10-УХЛ2 – 2 шт.; ЗНОМ-35-65У1 – 6 шт.по 1шт на фазе; НКФ-220 -58 У1 – 1 шт. ТН 220 ОСШ. 6шт в резерве, под демонтаж; ТЕМР-245 – 6шт.

Трансформаторы тока:

ТЛМ-10-2УЗ – 14 шт.; ТОЛ-10 – 1 шт.; ТГМ-35 УХЛ1- 21 шт. ТФНД-220-1 – 24 шт.; ТФЗМ-220Б-ШУ1 – 12 шт. ТГФМ-220 – 12 шт. ТГМ-220 УХЛ1 – 3 шт.

Грозозащита состоит из контура заземления и молниезащиты.

Аккумуляторная батарея: Power safe 2V 400/2 – 120 эл. Power safe 2V 200/2 – 120 эл. 6СТ -190А3-6 эл.

Собственные нужды включают в себя ТМ-630/10 – 2 шт, ТМ-400/10-70У1 – 1 шт.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Нахождение ЭДС и сопротивлений элементов схемы

Расчет токов короткого замыкания в данном проекте осуществляем приближенным методом в относительных единицах.

Поясняющая схема ПС изображена на рисунке 1.

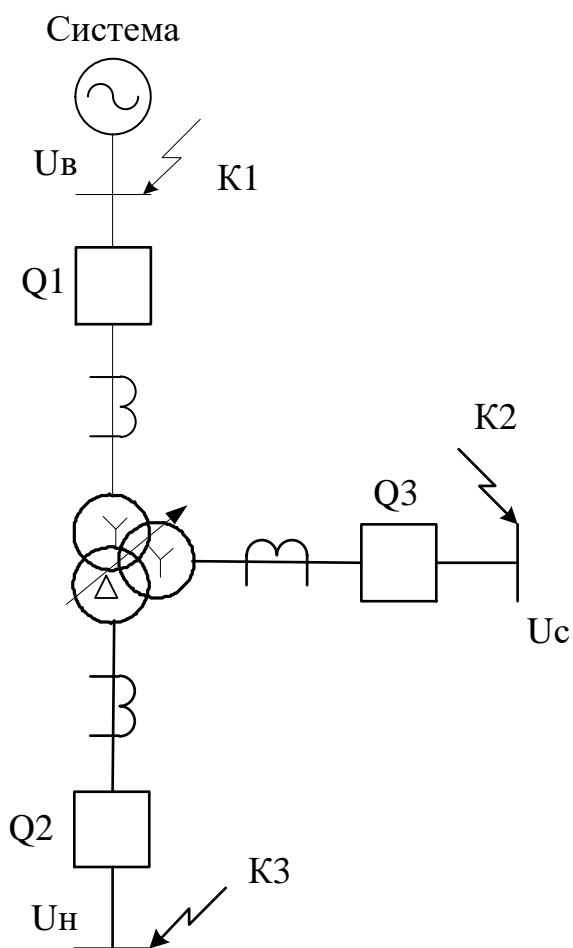


Рисунок 1 – Поясняющая схема подстанции

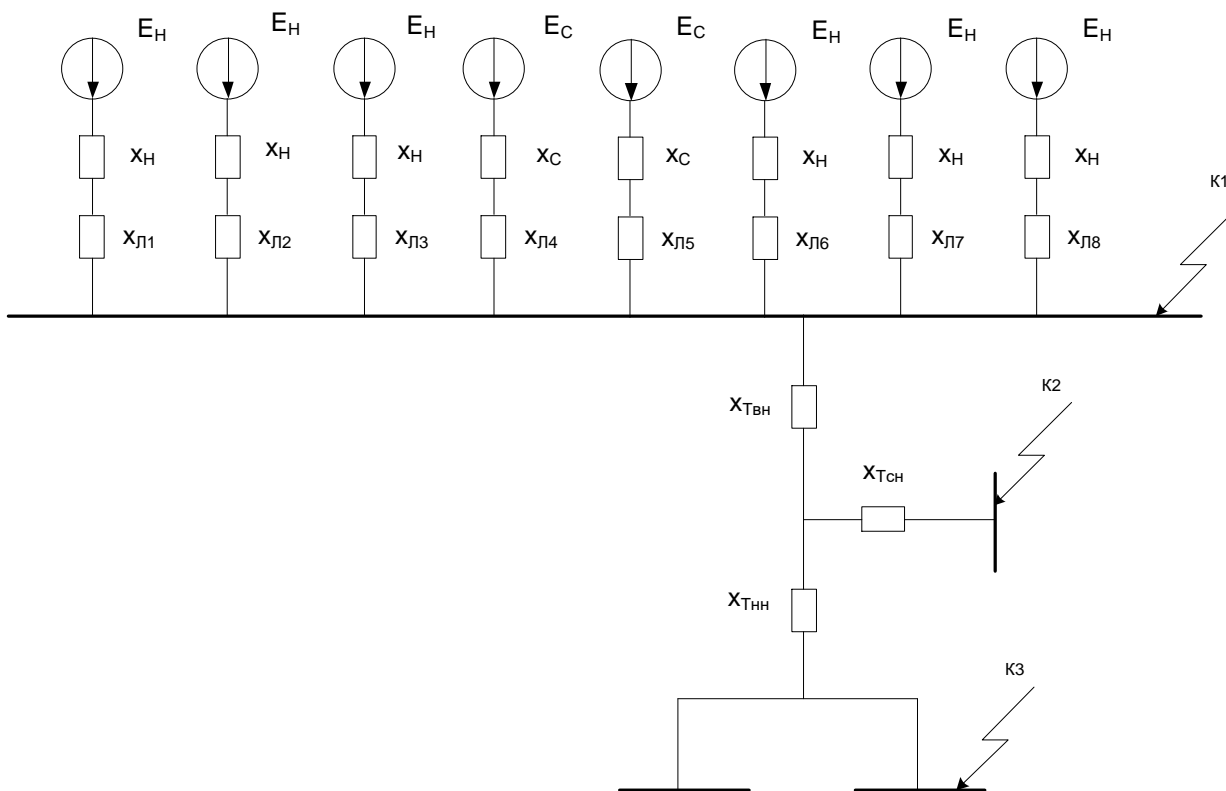


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения подстанции

Вид короткого замыкания для которого выполняется расчет – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, делаем проверку на динамическую устойчивость шин и аппаратов, а также отключающую способность выключателей и термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Задачей при произведении расчета токов короткого замыкания является определение следующих их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Производим расчет сопротивлений в относительных единицах.

Зададим следующие базисные значения:

$S_{\sigma} = 100$ МВА, базисная мощность;

$E_c = 1$, эдс системы в относительных единицах;

$E_H = 0,85$, эдс нагрузки в относительных единицах.

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{\sigma 1} = 230 \text{ кВ}, U_{\sigma 2} = 38.5 \text{ кВ}, U_{\sigma 3} = 11 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле:

$$X_{C*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K3}}, \quad (1)$$

где S_{K3} - мощность короткого замыкания системы;

S_{σ} – базисная мощность.

$$X_{C*} = \frac{100}{5411} = 0,0184 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{L*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}, \quad (2)$$

где $U_{\sigma 1}$ - базисное напряжение первой ступени трансформации;

$$X_{L1} = 0,429 \cdot 51.7 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,042;$$

$$X_{L2} = 0,097 \text{ о.е};$$

$$X_{L3} = 0,064 \text{ о.е};$$

$$X_{L4} = 0,031 \text{ о.е};$$

$$X_{L5} = 0,046 \text{ о.е};$$

$$X_{L6} = 0,036 \text{ о.е};$$

$$X_{L7} = 0,024 \text{ о.е};$$

$$X_{Л8} = 0,003 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивления обмоток трансформатора по следующим формулам:

$$X_{BH} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} ; \quad (3)$$

$$X_{BH} = \frac{12.81}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,512 \text{ о.е.};$$

$$X_{CH} = 0 ;$$

$$X_{HH} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} ; \quad (4)$$

$$X_{HH} = \frac{6.29}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,252 \text{ о.е.}$$

где $U_{кВ}$, $U_{кС}$, $U_{кН}$ - напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН трансформатора соответственно;

$S_{номТ}$ - номинальная мощность автотрансформатора.

Сопротивления для обмоток трансформатора находим в относительных единицах:

Сопротивления нагрузок определяются по формулам:

$$X_{*нВН} = X_{нагр}^* \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Транз}} ; \quad (5)$$

$$X_{*нВН} = 0,35 \cdot \frac{100}{258.162} = 0,136 \text{ о.е.};$$

$$X_{*нСН} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз.сн}} ; \quad (6)$$

$$X_{*CH} = 0,35 \cdot \frac{100}{2,632} = 13,296 \text{ о.е.}$$

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

$S_{нBH}$ - мощность нагрузки на высокой стороне;

$S_{кз.сн}$ - мощность короткого замыкания на средней стороне.

Поэтапно сворачиваем схему замещения путем параллельного и последовательного сложения сопротивлений.

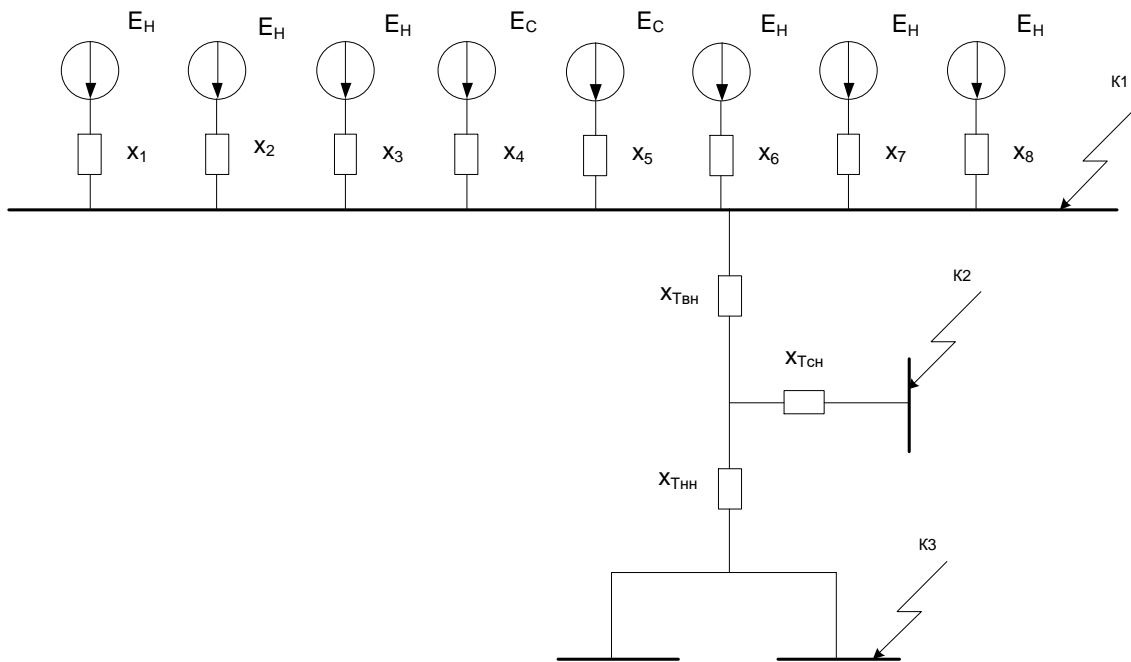


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения подстанции

$$X_1 = X_L + X_{*нBH}; \tag{7}$$

$$X_4 = X_L + X_{C*}; \tag{8}$$

$$X_1 = 0,042 + 0,136 = 0,178 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = 0,097 + 0,136 = 0,232 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = 0,064 + 0,136 = 0,2 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = 0,031 + 0,018 = 0,049 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = 0,046 + 0,018 = 0,064 \text{ о.е.};$$

$$X_6 = 0,036 + 0,136 = 0,172 \text{ о.е.};$$

$$X_7 = 0,024 + 0,136 = 0,16 \text{ о.е.};$$

$$X_8 = 0,003 + 0,136 = 0,139 \text{ о.е.};$$

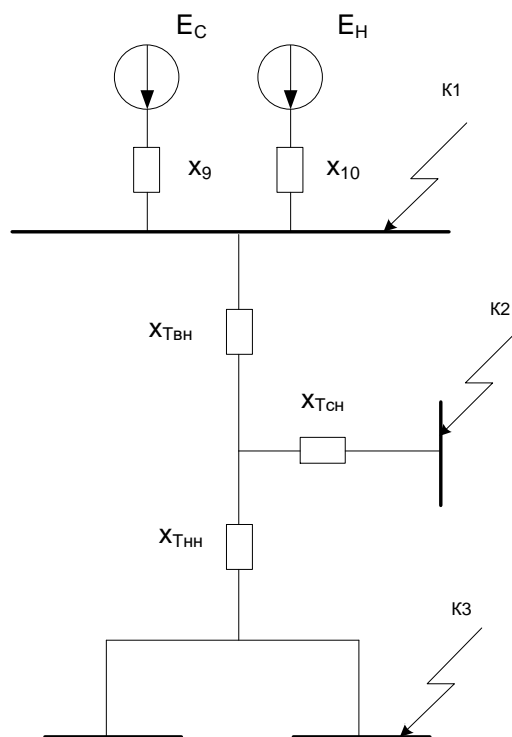


Рисунок 4 – Преобразование схемы замещения

$$X_9 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5};$$

(9)

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8}}; \quad (10)$$

$$X_9 = \frac{0,049 \cdot 0,064}{0,049 + 0,064} = 0,028 \text{ о.е.};$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{0,178} + \frac{1}{0,232} + \frac{1}{0,2} + \frac{1}{0,172} + \frac{1}{0,16} + \frac{1}{0,139}} = 0,029 \text{ о.е.}$$

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания.

Определяем для точки К1 базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad (11)$$

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

Определяем для точки К2 базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}}, \quad (12)$$

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

Определяем для точки К3 базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma 3} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 3}}, \quad (13)$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,249 \text{ кА}.$$

Для нахождения тока короткого замыкания пользуемся следующей формулой:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\sigma}. \quad (14)$$

Рассчитаем ударный ток по следующей формуле :

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial}. \quad (15)$$

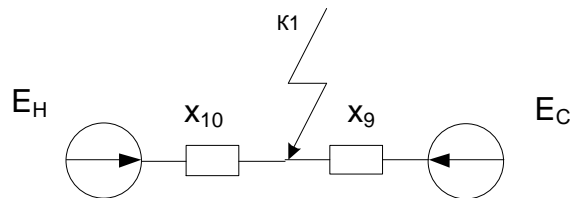


Рисунок 5– Расчетная схема замещения для К1

Рассчитываем ток КЗ для точки К1:

$$I_{n1} = 0,251 \cdot \frac{1}{0,028} + 0,251 \cdot \frac{0,85}{0,029} = 16,237 \text{ кА}.$$

Для определения $i_{y\partial}$ найдем ударный коэффициент пользуясь справочными данными.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{k1} \cdot K_{y\partial}, \quad (16)$$

где $K_{y\partial} = 1,717$ -ударный коэффициент;

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 16,237 \cdot 1,717 = 39,426 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (17)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 16,237 = 22,961 \text{ кА}.$$

Значения вычислений токов короткого замыкания для точек К1, К2, К3 занесём в таблицу 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$T_{а,с}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$
1	2	3	4	5
К1	16,237	0,03	39,426	22,961
К2	5,232	0,02	11,897	7,399
К3	12,231	0,05	31,999	17,297

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбираем элегазовые ячейки 8DN9 220 кВ

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) - это распределительное устройство, которое представляет из себя газонаполненное оборудование, соединённое между собой жёсткой оболочкой (трубами) которые так же наполнены элегазом в качестве изоляции. Это позволяет использовать оборудование в закрытых помещениях небольшого размера: не больших зданиях городского типа; промышленных установках в контейнерах, к ним относятся контейнерные КРУЭ; а также гидроэлектростанциях.

Выбор КРУЭ осуществляется по следующим показателям:

номинальное напряжение в месте установки;

номинальный ток, обусловленный мощностью установленных трансформаторов;

номинальный ток отключения токов короткого замыкания;

ток динамической стойкости;

ток термической устойчивости.

По показателю номинального напряжения выбор осуществляется при условии:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

Выбор по номинальному току осуществляется с условием при котором:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}$$

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

Для большего количества оборудования необходимо выполнение данного условия динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max}.$$

где i_{\max} – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Для выбора КРУЭ 220 кВ по току термической стойкости необходимо проверить выключатели, которые идут в комплекте предполагаемого для установки РУ.

Использование данной модификации выключателей обусловлена параметрами установки в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц на рабочие напряжения 110-220 кВ.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (18)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,055$ с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

На термическую стойкость выключателей нужно проводить проверку для 2 и 3 ступеней селективности, тепловым импульсом 220 кВ. При этом важно не забыть учесть выдержку времени, которая необходимо для срабатывания релейной защиты. Время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св}, \quad (19)$$

$$t_{откл} = 1 + 0,05 = 1,05 \text{ с.}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 2,5$ с.

$$B_x = 16,237^2 \cdot (1,05 + 0,03) = 284,726 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Необходимой является проверка выключателей на отключение апериодической составляющей токов короткого замыкания. Чтобы выполнить проверку, определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (20)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 50 = 35,3 \text{ кА}.$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_n = 50;$$

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора

$$I_{\text{откл}} = 50 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot 220}, \quad (21)$$

$$I_{\text{max p}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,065 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для ячейки КРУЭ - 8DN9 в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ячейки КРУЭ - 8DN9

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 65 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 16,237 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{дин} = 135 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,426 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 284,726 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 16,237 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 35,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 22,962 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод что оборудование проходит по своим характеристикам и подходит для установки.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией производства «Siemens AG» серии 8D представляют успешную во многих отношениях концепцию распределительных устройств. История компании которой начинается в далеком 1968 году, и продолжается по сегодняшний день, стала одним из самых хорошо зарекомендованных поставщиков элегазового оборудования.

КРУЭ от компании «Siemens AG» представляет из себя компактное высоковольтное оборудование, токоведущие части которого в свою очередь изолированы от внешних факторов металлическим трубчатым корпусом, заполненным элегазом. По сравнению с ячейками ОРУ, позволяет экономить подстанционное пространство в размере 90% .

Ячейки КРУЭ «Siemens» зарекомендовали себя на Российском рынке как, надежное и качественное оборудование, с высокими предельно допустимыми характеристиками, не дорогим и не прихотливым обслуживанием, а так же являются весьма малогабаритны по сравнению с

своими конкурентами. Такие характерные качества служат основополагающими при выборе комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией.

Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения устанавливаемые, в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Технические характеристики КРУЭ 8DN9 220 кВ указаны в таблице 3.

Контроль качества на каждом этапе изготовления КРУЭ от изготовления деталей до узловой сборки гарантирует потребителю поставку надежного электрооборудования, отвечающего всем требованиям нормативно-технической документации. КРУЭ производства «Siemens AG» аттестованы в ПАО «ФСК ЕЭС» рекомендованы для применения на объектах ЕНЭС России.

Таблица 3 - Технические характеристики КРУЭ 8DN9 220 кВ

№	Наименование параметра	Значение
1	Серия	8DN9
2	Номинальное напряжение, кВ	220
3	Наиболее рабочее напряжение, кВ	245
4	Номинальный ток, отключения выключателя, кА	40, 50
5	Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
6	наибольший пик (ток электродинамической стойкости) i_d , кА	135
7	-среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) I_T , кА	50

8	-время протекания тока термической стойкости, с	3
9	Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	460
10	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1050
11	Параметры трансформаторов тока Класс точности вторичных обмоток:	
12	-для учета	0,2S
13	- для измерений	0,5S; 0,2; 5,5
14	- для защиты	5p; 10p
15	Параметры трансформаторов напряжения Класс точности вторичных обмоток:	
16	- для учета	0,2;
17	- для измерений	0,2; 0,5
18	- для защиты	3P
19	Номинальный ток, А	
20	- линейной ячейки	3150
21	- сборных шин	3150

4.2 КРУ на 35 кВ типа КРУ-СЭЩ-70 производства

КРУ СЭЩ-60-35 – комплектное распределительное устройство, устанавливаемое на напряжение 35 кВ промышленную частоту 50 Гц, выпускаемое отечественным производителем высоковольтного оборудования «Электроцит Самара».

Основные технические параметры СЭЩ-70-35 приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Основные технические данные

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение. кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение (линейное). кВ	40.5
Номинальная частота. Гц	50
Номинальный ток главных цепей шкафов для умеренного климата при частоте 50 Гц. А:	630: 1000: 1250: 1600:2500
Номинальный ток сборных шин при частоте 50 Гц. А	1000:1600: 2500
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ. кА	25
Ток термической стойкости. кА	25
Время протекания тока термической стойкости, с: для главных цепей: для заземляющего разъединителя	3 1
Ток электродинамической стойкости. кА	64
Сейсмостойкость по шкале MSK64. баллы	9
Группа механического исполнения	М3 9
Габаритные размеры, мм: ширина высота глубина	1200: 2444: 2960
Масса шкафов, кг. не более	2200

К преимуществам СЭЩ-70-35 относятся:

- не большие размеры шкафов;
- возможность компоновки по любой из существующих схем;

- установка на дверь шкафа всех необходимых датчиков контроля;
- вся информация может передаваться по каналам телемеханики;
- предусмотрен удобный доступ к основным компонентам шкафа;
- высокий уровень безопасности.

При выборе КРУ проверяем отключающую способность выключателей.

Для установки 35 кВ выбираем ячейки КРУ-СЭЩ-70.

На термическую устойчивость выключатели проверяют по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (22)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,05$ с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

На термическую стойкость выключателей нужно проводить проверку для 2 и 3 ступеней селективности, тепловым импульсом 220 кВ. При этом важно не забыть учесть выдержку времени, которая необходимо для срабатывания релейной защиты. Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (23)$$

$$t_{откл} = 2,5 + 0,05 = 2,55 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 2,5$ с.

$$B_k = 5,232^2 \cdot (2,55 + 0,02) = 70,342 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} \text{ кА}, \quad (24)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{25}{100} \cdot 25 = 8,83 \text{ кА}.$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_n = 25;$$

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора

$$I_{откл} = 25 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_{вн}}{\sqrt{3} \cdot 38,5} \text{ кА}, \quad (25)$$

$$I_{max p} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,375.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне среднего напряжения также определим для наиболее загруженного выключателя – в цепи трансформатора.

Для установки 35 кВ выбираем ячейки КРУ-СЭЩ-70-35

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 5.

Таблица 5 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 375 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,232 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,897 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 70,342 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,232 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 8,83 \text{ кА}$	$i_{ат} = 5,301 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Исходя из проведенных расчетов, сравнения каталожных и расчетных данных, делаем вывод что выключатель подходит и принимаем его к установке.

4.3 КРУ на 10 кВ типа СЭЩ-70-10 производства «Электрощит Самара»

Вся информация по данному типу КРУ идентична КРУ СЭЩ-70-35, предоставленная ранее.

Основные технические параметры СЭЩ-70-10 приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Основные технические данные

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение. кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение (линейное). кВ	12
Номинальная частота. Гц	50
Номинальный ток главных цепей шкафов для умеренного климата при частоте 50 Гц. А:	630: 1000: 1250: 1600: 2000 ; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток сборных шин при частоте 50 Гц. А	1000:1600: 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ. кА	40
Ток термической стойкости. кА	40

Время протекания тока термической стойкости, с: для главных цепей:	3
для заземляющего разъединителя	1
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Сейсмостойкость по шкале MSK64, баллы	9
Группа механического исполнения	M39

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (26)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,04$ с,

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 10 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности, поэтому:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\ выкл}, \quad (27)$$

$$t_{откл} = 1 + 0,04 = 1,04 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 1$ с.

$$B_k = 12,231^2 \cdot (1,04 + 0,02) = 158,561 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (28)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА.}$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_n = 40;$$

где $I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора

$$I_{откл} = 40.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН также определим для наиболее загруженного выключателя – трансформаторного:

$$I_{\max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot 11}, \quad (29)$$

$$I_{\max p} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,312 \text{ кА.}$$

Для установки 10 кВ выбираем ячейки КРУ СЭЩ-70-10

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1312 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,231 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 31,999 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 158,561 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,231 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 22,6 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,394 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Исходя из проведенных расчетов, сравнения каталожных и расчетных данных, делаем вывод что выключатель подходит и принимаем его к установке.

4.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

4.4.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

по току

$$I_{ном} \leq I_{аном},$$

$$I_{мах} \leq I_{аном}.$$

Во избежание повышения погрешности, номинальный ток должен быть максимально приближен к рабочему току установки;

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости;

$$i_{y0} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (30)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

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

по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (31)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}.$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2.$$

Вторичная нагрузка r_2 складывается из сопротивления приборов $r_{ПРИБ}$, соединительных проводов $r_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (32)$$

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо найти количество и тип измерительных приборов, присоединенных во вторичную цепь, помимо чего необходимо знать информацию о длине соединительных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление самой высоконагруженной фазы, обуславливаясь схемой присоединенных приборов. $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Таблица 8– Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Трансформатор	Прибор	Тип	Нагрузка, В · А, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
ТТ ВН	Амперметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д 335	0,5	0,5	0,5
	Датчик актив. мощности	СА3 И670	1,0	-	1,0
	Датчик реакт. мощности	СР4 И689	1,0	-	1,0
	ИТОГО			3,5	1,5
ТТ СН	Амперметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д 335	0,5	0,5	0,5
	Датчик актив. мощности	СА3 И670	1,0	-	1,0
	Датчик реакт. мощности	СР4 И689	1,0	-	1,0
	ИТОГО			3,5	1,5
ТТ НН	Амперметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д 335	0,5	0,5	0,5
	Датчик актив. мощности	СА3 И670	1,0	-	1,0
	Датчик реакт. мощности	СР4 И689	1,0	-	1,0
	ИТОГО			3,5	1,5

Проверяем трансформатор тока на стороне высокого напряжения входящий в состав КРУЭ (ТТ вн)

Проверяем трансформатор тока установленный в комплекте с КРУЭ:

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (33)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{25} = 0,14 \text{ Ом.}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами,
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;
 Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (34)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом.}$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{L}{r_{\text{пр}} \cdot \iota}, \quad (35)$$

$$S = \frac{140}{0,96 \cdot 32} = 4,557 \text{ мм}^2.$$

где ι – длина соединительных проводов ($\iota = 140 \text{ м}$); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 9.

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением 5 мм^2 .

Таблица 9 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

$U_{\text{н}}$, кВ	ι , м
10	5-6
35	60-80
220	120-140

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} = 1,135 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице

10.

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 63 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{\text{Н}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нр}} = 1,135 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нр}} \leq Z_{\text{Н}}$
$B_{\text{К}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 284,726 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} \leq B_{\text{КН}}$
$I_{\text{ДИН}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 39,426 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$

Проверим трансформаторы тока установленные в КРУ 35 кВ ТОЛ-СЭЩ-35-01 с данными:

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (36)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора,

$$I_2 = 5 \text{ А;}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (37)$$

$$r_{np} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

где r_k - сопротивление контактов ($r_k = 0,1 \text{ Ом}$)

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{L}{r_{np} \cdot y}, \quad (38)$$

$$S = \frac{100}{0,96 \cdot 32} = 2,894 \text{ мм}^2.$$

где l – длина соединительных проводов ($l = 100 \text{ м}$);

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 . Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot y}{S}, \quad (39)$$

$$r_{np} = \frac{100}{4 \cdot 32} = 0,781 \text{ Ом.}$$

Отсюда следует сопротивление нагрузки имеет следующие значения:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 1,041 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице

11.

Таблица 11- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_P = 375 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 1,041 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} \leq Z_H$

$W_K = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 70,326 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{KP} \leq W_{KH}$
$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,897 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Проверим трансформаторы тока установленные в КРУ 10 кВ
ТОЛ-СЭЩ-10 с данными::

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (40)$$

$$r_{приб} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом}.$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора

$$I_2 = 5 \text{ А};$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (41)$$

$$r_{пр} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом}.$$

где r_k - сопротивление контактов ($r_k = 0,1 \text{ Ом}$)

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{L}{r_{пр} \cdot \gamma}, \quad (42)$$

$$S = \frac{60}{1,02 \cdot 32} = 1,838 \text{ мм}^2.$$

где l – длина соединительных проводов ($l = 60$ м);

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 . Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \gamma}{S}, \quad (43)$$

$$r_{np} = \frac{60}{4 \cdot 32} = 0,468 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле :

$$r_{НАГР} = Z_{НАГР} = 0,728 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 12.

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1312 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{Нр} = 0,728 \text{ Ом}$	$Z_{Нр} \leq Z_H$
$B_K = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 158,561 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$
$I_{ДИН} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 31,999 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$

4.4.2 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

По номинальному напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузки приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} * \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} * \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (44)$$

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Идентично как и при выборе трансформаторов тока, проводится проверка по классу точности. Составим схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составим таблицу нагрузок и определим расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2, \text{расч}}$. Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2, \text{расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}},$$

где за $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности.

Таблица 13- Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, В·А	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э335	2	1	12	24
Варметр	Д335	1,5	2	12	36
Ваттметр	Д335	1,5	2	12	36
Частотомер	Э362	1	1	2	2
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	2	8
Счётчик реактивной энергии	А2Д-3-AL-C2Т	3	2	2	12
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	12	36
Итого:					171

Проверяем на КРУЭ 220кВ трансформатор напряжения:

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 14.

Таблица 14- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ В*А}$	$S_P = 171 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_P$

Выбираем на КРУ 35 трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)-НТЗ-35:

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит:

Класс точности = 0,5

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ В*А}$	$S_P = 94$	$S_H \geq S_P$

Выбираем на КРУ 10кВ трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10:

Класс точности = 0,5

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ В*А}$	$S_P = 129 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_P$

4.5 Выбор ошиновки

4.5.1 Выбор жестких шин

В закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ целесообразно выполнять ошиновку и сборные шины жесткими алюминиевыми. Медные шины, в связи с их дороговизной, не применяются даже при больших токовых нагрузках. Если токи не превышают 3000 А принимаем однополосные и двухполосные шины, а если токи превышают 3 кА то рекомендовано выбирать шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{p.max\text{HH}} = 1312 \text{ А},$$

$$I_{p.max\text{СН}} = 375 \text{ А}.$$

Для ошиновки на стороне низкого напряжения (НН) выбираем алюминиевые шины, с учетом поправки, размером 120*8 мм с допустимым током:

$$I_{доп. ном} = 1900 \text{ А}.$$

Для ошиновки на стороне низкого напряжения (СН) выбираем алюминиевые шины с учетом поправки размером 40*5 мм с допустимым током:

$$I_{доп. ном} = 540.$$

$$I_{доп.л} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{ном}}}, \quad (45)$$

$$I_{доп.л} = 1900 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 1343,5 \text{ А},$$

$$I_{доп.л} = 580 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 381,8 \text{ А},$$

$$I_{p.max} \leq I_{доп.л}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

Для НН

$$I_{ПО} = 12,231 \text{ кА}; T_a = 0,05; i_{уд} = 31,999 \text{ кА}; B_k = 158,561 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для СН

$$I_{ПО} = 5,232 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_{уд} = 11,897 \text{ кА}; B_k = 70,342 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (46)$$

$$q_{minHH} = \frac{\sqrt{158,561 \cdot 10^3}}{90} = 4,42 \text{ мм}^2,$$

$$q_{minCH} = \frac{\sqrt{70,342 \cdot 10^3}}{90} = 2,95 \text{ мм}^2,$$

где $C = 90$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < q_{станд}.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (47)$$

$$f_{0HH} = \frac{173,2}{1,7^2} \cdot \sqrt{\frac{115,2}{9,6}} = 207,6 \text{ Гц},$$

$$f_{0CH} = \frac{173,2}{1^2} \cdot \sqrt{\frac{2,67}{9,6}} = 200,12 \text{ Гц},$$

где q -поперечное сечение шины;

J -момент инерции шины;

$$J_{HH} = \frac{0,8 \cdot 12^3}{12} = 115,2 \text{ см}^4,$$

$$J_{CH} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4.$$

Механический расчёт шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп} = 40$ для материала шины марки АДО = 40 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд3}^2 \cdot l^2}{W_a}, \quad (48)$$

$$\sigma_{расчНН} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(31,999)^2 \cdot 1,7^2}{230,4 \cdot 0,22} = 1,011 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{расчСН} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(11,897)^2 \cdot 1^2}{1,33 \cdot 0,22} = 8,378 \text{ МПа},$$

где W_a - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{aНН} = \frac{0,8 \cdot 12^2}{6} = 230,4 \text{ см}^3,$$

$$W_{aСН} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3.$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами;

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 40$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

4.5.2 Выбор силовых кабелей

Определяем расчетный ток в нормальном режиме:

$$I_{\max p} = \frac{S_{расч}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 11}, \quad (49)$$

$$I_{p.\max НН} = 438 \text{ А},$$

$$I_{p.\max СН} = 375 \text{ А}.$$

Расчетный ток кабельной линии в режиме допустимой перегрузки трансформатора на 40 % (послеаварийный режим) составит:

$$I_{расч.ав} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (50)$$

$$I_{расч.ав} = \frac{25000 \cdot 1,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 612 \text{ А},$$

$$I_{расч.ав} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 525 \text{ А}.$$

Определяем экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается:

$$S = \frac{I_{расч.ав}}{J_{э}}, \quad (51)$$

$$S = \frac{612}{1,2} = 510 \text{ мм}^2,$$

$$S = \frac{525}{1,2} = 437,5 \text{ мм}^2.$$

где: $J_{э} = 1,4$ – нормированное значение экономической плотности тока (А/мм²) выбираем по ПУЭ таблица 1.3.36, с учетом что время использования максимальной нагрузки $T_{max} = 6000$ ч.

Сечение округляем до ближайшего стандартного для кабеля на НН 630 мм², а для кабеля на СН 500 мм²

Для кабеля, проложенного на воздухе (лотках), допустимый ток составляет 612 А и 525 А соответственно для НН и СН, поправочный коэффициент $k_5 = 0,84$.

$$I_{\phi} = k_1 \cdot I_{д.м.}, \quad (52)$$

$$I_{\phi HH} = 0,84 \cdot 612 = 514 \text{ A},$$

$$I_{\phi CH} = 0,84 \cdot 525 = 441 \text{ A}.$$

Таким образом, выбранные номинальные сечения обеспечивают пропускную способность.

Допустимый односекундный ток короткого замыкания для выбранного сечения жилы кабеля найдем из; соответствующий допустимый ток короткого замыкания продолжительностью $t = 0,3$ с составит:

$$I_{кз.СК} = \frac{I_{доп.кз.СК}}{\sqrt{t}}, \quad (53)$$

$$I_{кз.СК.HH} = \frac{59}{\sqrt{0,3}} = 131,9 \text{ кА},$$

$$I_{кз.СК.CH} = \frac{47}{\sqrt{0,3}} = 105,1 \text{ кА}.$$

При выборе сечения медного экрана должно выполняться условие:

$$I_{кз.ЭК.СК} \geq I_{кз}^{(2)}.$$

где:

- $I_{кз.ЭК}$ – допустимый ток медного экрана;
- $I_{2\phi(к.з.)}$ – двухфазный ток КЗ. Для того чтобы получить двухфазный ток КЗ из трехфазного нужно умножить на $\sqrt{3}/2$.

Из табл.2.27 выбираем сечение медного экрана 25 мм² и 16 мм², при длительности короткого замыкания 0,2 с, допустимый ток короткого замыкания по экрану составит:

$$I_{кз.ЭК.СК} = \frac{I_{доп.кз.ЭК.СК}}{\sqrt{t}}, \quad (54)$$

$$I_{кз.ЭК.СК.НН} = \frac{5,1}{\sqrt{0,2}} = 11,4 \text{ кА},$$

$$I_{кз.СК.СН} = \frac{3,3}{\sqrt{0,2}} = 7,3 \text{ кА}.$$

Таким образом, при указанных исходных данных выбран кабель АПвПуг-10 1х630/35 и АПвПуг-35 1х500/35.

4.5.3 Выбор гибких шин

Выбор гибких шин выполняем для распределительного устройства 35 кВ и выше. Для ошиновки выбираем провода АС. При соединении генераторов и силовых трансформаторов с распределительными устройствами 6-10 кВ используются гибкие токопроводы, выполненные из пучка проводов, зажатых по кругу кольцом. Пара проводов имеют исключительно механический характер, для натяжения и стойкости к различным погодным условиям (обледенение, ветер и т.п), состоят из сталеалюминия. Остальные состоят из алюминия и служат как токоведущие.

Гибкая ошиновка в большинстве случаев крепится при помощи гирлянды изоляторов, с выдержкой между фазами достаточного расстояния, в зависимости от напряжения. Так междуфазные расстояния равны: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При соблюдении данных расстояний силы действующие на соседние фазы не велики, в связи с чем проверку на электродинамическое действие для гибких шин чаще всего не производят. Но при достаточно больших токах короткого замыкания, появляется вероятность сближения проводов соседних фаз, вплоть до схлестывания. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

Для установки на стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 70/11, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 265$ А, диаметр провода $d = 11,4$ мм.

По причине того что трехфазный ток КЗ составил менее 20 кА , токоведущие шины на схлестывание не проверяем.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

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

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (55)$$

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

r_0 – радиус провода,

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D} \cdot \frac{1}{r_0 \cdot \lg \frac{cp}{r_0}}. \quad (56)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{1,14}\right) = 31,363 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,14 \cdot \lg \frac{504}{1,14}} = 25,823 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_o,$$

$$1,07 \cdot 25,823 \leq 0,9 \cdot 31,363,$$

$$27,631 \leq 28,227.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд изменяется в зависимости от того какое оборудование установлено на подстанции и типа подстанции, например: мощность трансформатора, наличие или отсутствие синхронных компенсаторов.

К наиболее ответственным потребителям собственных нужд подстанции относятся: оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Исходя из того, что потребляемая мощность собственных нужд не большая, они присоединяются к сети 380/220 В, которая в свою очередь запитывается от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с. н. выбирается по нагрузкам с. н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Таблица 17 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Охлаждение ТДТН-25000/220/35/10	22,2 × 2	44,4	0,85	44,4	11,46
Подогрев КРУЭ-220	16,4 × 2	32,8	1	32,8	-
Подогрев КРУ-35	2 × 10	20	1	20	-
Подогрев КРУ-10	2 × 12	24	1	24	-
Освещение и вентиляция ЗРУ	-	7	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	-	60	1	60	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				244	11,46

Расчетная нагрузка при K_c = 0,8 :

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (57)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{244^2 + 11,46^2} = 195,4 \text{ кВА},$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4}, \quad (58)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{195,4}{1,4} = 139,57 \text{кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ - 160 кВА.

Предельная мощность каждого трансформатора с.н. для ПС 110 – 220 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

4.7 Выбор аккумуляторных батарей

Обеспечение электроэнергией для сетей управления, автоматики и сигнализации, освещения осуществляется через оборудование постоянного тока с аккумуляторными батареями. В разных условия используем для рабочего тока переменный или постоянный, с возможностью корректировки тиристорными преобразователями. Во избежание больших затрат на дорогие мощные аккумуляторные батареи и для весомого упрощения эксплуатационных задач, прибегаем к использованию переменного или выпрямленного рабочего тока.

Для получения постоянного тока используем преобразователь переменного тока в постоянный, аккумулятор, и подходящее распределительное устройство. Из данных компонентов состоит установка постоянного тока.

В качестве преобразователей используются выпрямители и генераторные двигатели. При нормальной работе станции (подстанции) ток в сеть постоянного тока подается через преобразователь. Аккумулятор заряжается и потребляет только небольшой ток заряда, чтобы компенсировать самозарядку. Если нарушается нормальный режим (исчезает переменное напряжение в системе СН), преобразователь выключается и аккумулятор берет на себя нагрузку.

Выбор аккумуляторных батарей осуществляется по нескольким критерия, это: требуемая емкость, уровень напряжения в аварийном режиме и схема по которой присоединяется к шинам.

Аккумуляторные батареи чаще всего эксплуатируются по схеме с элементным коммутатором, в режиме постоянного подзаряда.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (59)$$

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

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

Общее число элементов:

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

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (60)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (61)$$

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$N = 23$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею 2SLA200.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (62)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А},$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 23 = 1058 \text{ А}.$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6 .$$

Окончательно принимаем 2SLA250.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} \text{ А}, \quad (63)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А}.$$

По кривой 2 рис. 7.27 /3 стр.580/ определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (64)$$

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

$$I_{ПЗ} \geq 24,2 \text{ А},$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (65)$$

$$2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В},$$

$$U_{ПЗ} \geq 236 \text{ В}.$$

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

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ А},$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 \text{ В}.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{П}, \quad (66)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А},$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (67)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В}.$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный, применяется для отсеивания перенапряжений на изоляцию электрооборудования в распределительном устройстве.

Целью ОПН значитя защита электрического оборудования от перенапряжения связанных с прямыми ударами молний и различного рода коммутаций.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Удельная энергоемкость, кДж/кВ
220	192	154	10	2,8

Проверяем:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (68)$$

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

Продолжительность действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (69)$$

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

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n. \quad (70)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 378 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (71)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 550} = 495,49 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (72)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

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

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(495,49 - 378)}{470} \cdot 378 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 340,2 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (73)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{340}{220} = 1,55 \text{ кДж/кВ,}$$

$$1,55 < 2,8 \text{ кДж.}$$

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35/40,5/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Удельная энергоемкость, кДж/кВ
35	52,6	40,5	10	5,6

Проверяем:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (74)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (75)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{36,75}{1,52} = 24,17 \text{ кВ}.$$

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n. \quad (76)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 105 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (77)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{400}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 400} = 344,82 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (78)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

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

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(239,82 - 105)}{470} \cdot 105 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 192,87 \text{ кДж}.$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (79)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{314}{35} = 5,51 \text{ кДж/кВ},$$

$$5,51 < 5,6 \text{ кДж}.$$

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Удельная энергоемкость, кДж/кВ
10	15	12	10	5,6

Проверяем:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (80)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (81)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{10,5}{1,52} = 6,9 \text{ кВ}.$$

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n. \quad (82)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 38,2 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (83)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 550} = 413,35 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (84)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

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

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(413,35 - 38,2)}{470} \cdot 38,2 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 40,72 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (85)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{40,72}{10} = 4,1 \text{ кДж/кВ,}$$

$$4,1 < 5,6 \text{ кДж.}$$

4.9 Выбор высокочастотных заградителей

Установка высокочастотных заградителей осуществляется путем подключения в высоковольтную линию электропередач с целью обработки высоких частот, что приводит к ослаблению шунтирующего действия высоковольтного оборудования ПС и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) \quad U_{ном} = U_{сети},$$

- 2) $I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб. расч.}}$,
- 3) $i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$,
- 4) $I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}$.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения $I_{\text{max p}}$ и $B_{\text{к}}$ берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблицах 21 соответственно.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 65 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 39,426 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 284,726 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

5 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

5.1 Общие положения

Все оборудование распределительного устройства электрических станций и подстанции выполняется в двух типах установки внутренней и наружной.

В ходе рабочего цикла электрооборудования имеет место повышение напряжения, превышающее максимально допустимые значения рабочего напряжения. К таким напряжениям относятся коммутационные и грозовые перенапряжения.

В генераторах подключенных к системе электродвижущую силу принято подразумевать как источник внутренних колебаний. Предпосылками которых, служат нормальные и аварийные переключения, протекающие с колебательными процессами и явлениями связанными с резонансом. Внутренние значения перенапряжения зависят от параметров установки и типа переключения и являются статистическими по своей природе.

ПУМ или удары молнии рядом с электрооборудованием в землю и являются причиной грозовых разрядов. А молния как известно и служит источником электрического тока.

Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим колебаниям, а грозовые перенапряжения являются статистическими величинами. Защита открытых распределительных устройств осуществляется с помощью установки стержневых громоотводов. Чтобы защитить ошиновку и протяженные гибкие соединения от грозовых перенапряжения прибегают к установке кабельных молниеотводов. Для защиты распределительного щита чаще всего устанавливают не менее двух молниеотводов.

По периметру всей станции или подстанции установлено заземляющее устройство (сетка заземления), представляющее из себя металлическую сетку из соединенных между собой горизонтальных полос, к которым крепятся вертикальные электроды. К этому устройству подсоединяется все

электрооборудование станции в том числе молниеотводы. Дополнительно к сетке могут использовать одиночные выносные электроды.

При монтаже на распределительном устройстве отсоединенных молниеотводов следует соблюдать безопасные расстояния в воздухе и на земле от громоотводов и их заземляющих проводников до частей распределительного устройства [5].

5.2 Расчет заземления подстанции

Сетка заземления выполняется таким образом, что бы расстояние от оборудования до заземляющего контура было не менее метра, а расстояние заземлителя от крайнего оборудования ПС выходило не менее чем на 1.5 м.

Область использования для заземления:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (86)$$

$$S = (97 + 2 \cdot 1,5) \cdot (84 + 2 \cdot 1,5) = 8700 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутьев диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм} .$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (87)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 8^2 = 201,062 \text{ мм}^2 .$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (88)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 120,696 \text{ мм}^2.$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (89)$$

где S_{CP} :

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,808, \quad (90)$$

где $T = 360$ мес - время использования заземлителя за 30 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,808 \cdot (30 + 0,808) = 42,689 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.}. \quad (91)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.},$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 201,062 \text{ мм}^2.$$

то принимаем $d = 16$ мм.

Принимаю расстояние между полосами сетки:

$$l_{\Pi-\Pi} = 7 \text{ м.}$$

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (92)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 8700}{7} = 2486 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (93)$$

$$m = \frac{2486}{2 \cdot \sqrt{8700}} - 1 = 12,325.$$

Принимаем:

$$m = 13.$$

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 7,306 \text{ м.} \quad (94)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40,$$

$$1,25 \leq 6,28 \leq 40.$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1)_{\text{м}}, \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{8700} \cdot (13 + 1) = 2610 \text{ м.}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю: $l_B = 5_{\text{м}}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 7,306_{\text{м}}.$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (96)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{8700}}{6} = 68,183.$$

Принимаю:

$$n_B = 69.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_0 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right). \quad (97)$$

где ρ_0 - удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м,}$$

$$h_3 = 0 \div 10_{\text{м}}.$$

Принимаю: $h_3 = 0,7_{\text{м}}$.

Исходя из того, что $\rho_1 = 40$ и $\rho_1 = 10$, вычисляется расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R_{1c} = 40 \cdot \left(\frac{0,44}{\sqrt{8700}} + \frac{1}{2612 + 63 \cdot 5} \right) = 0,202 \text{ Ом},$$

$$R_{2c} = 10 \cdot \left(\frac{0,44}{\sqrt{8700}} + \frac{1}{2612 + 63 \cdot 5} \right) = 0,051 \text{ Ом},$$

где A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{8700}} = 0,054.$$

Принимаю:

$$A_{\min} = 0,44.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_0 + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (98)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{8700}}{(40 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,924,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{8700}}{(10 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,009.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u, \quad (99)$$

$$R_{u1} = 0,202 \cdot 1,924 = 0,389,$$

$$R_{u2} = 0,051 \cdot 2,009 = 0,1,$$

$$R_{uоб} = R_{u1} + R_{u2}, \quad (100)$$

$$R_{\text{иоб}} = 0,389 + 0,1 = 0,491.$$

Условие $R_{\text{иоб}} < 0,5$ выполняется.

5.3 Расчет молниезащиты

Здания или сооружения или их части, в зависимости от цели, интенсивности грозовой активности в этом районе, ожидаемого количества ударов молнии в год, должны быть защищены в соответствии с категориями устройств молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии с помощью молниеотводов различных типов: стержень, кабель, сетка, комбинированные (например, кабель-стержень). Чаще всего используются молниеотводы [2].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать самые высокие и хорошо заземленные металлические конструкции. Вследствие этого защищенная конструкция, которая ниже по сравнению с громоотводом по высоте, вряд ли будет подвергаться воздействию молнии, если она проникает во все свои части в защитную зону громоотвода. Зона защиты молниеотвода считается частью пространства вокруг молниеотвода, которое с определенной степенью надежности защищает здания и сооружения от прямых ударов молнии. Поверхность защитной зоны имеет наименьшую и наиболее постоянную степень надежности; при перемещении внутри зоны надежность защиты возрастает. Защитная зона типа А имеет степень надежности 99,5% и выше, а тип В - 95% и выше. Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны молниезащиты, представляющей собой пространство, защищенное от прямых ударов молнии. Зона защиты однопроводного громоотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круглый конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими размерами:

Нормализуются два типа зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и кВ. Ударные молнии, кабельные молнии, а также молниеотводы и металлическая кровля используются для защиты от прямых ударов молнии. Зона защиты двух одинаковых стержневых молниеотводов. На открытом распределительном устройстве 110 кВ мы выполним расчет для зоны защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и кВ [9]. Возьмем высоту громоотвода: $H = 31,75$ м,

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H \text{ м}, \quad (101)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,98 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (102)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,91 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{\text{ин}} = 17 \text{ м.} - \text{ на уровне линейного портала;}$$

$$h_{\text{пу}} = 10 \text{ м.} - \text{ на уровне КРУЭ.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 32,91 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H), \quad (103)$$

$$h_{cx} = 26,98 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (50,58 - 31,75) = 23,607.$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{mn} = r_{co} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right), \quad (104)$$

$$r_{cx}^{mn} = 32,91 \cdot \left(\frac{23,607 - 17}{23,607} \right) = 9,21.$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi}} \right), \quad (105)$$

$$r_x = 32,91 \cdot \left(1 - \frac{17}{26,98} \right) = 12,18.$$

Дальше расчет молниезащиты выполняется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результат расчета молниезащиты

Молниеотводы	h_m	l_{m-m}	r_{co}	r_x	h_{cx}	r_{cx}^{mn}	r_{cx}^{kpy}
1-2-3-4-5	30,7	37,5	31,86	11,11	25,05	10,24	19,77
6-8	30,7- 31,75	$L < H$	32,4	11,64	26,09	11,64	20,19
7-9	30,7- 31,75	$L < H$		11,64	26,09	11,64	20,19
8-9	31,75	50,6	32,91	12,18	23,61	9,21	18,97
1-6	30,7	55,4	31,86	11,11	21,85	7,07	17,29
4-7	30,7	44,17	31,86	11,11	23,86	9,47	19,11

5.4 Анализ грозоупорности

Каждая электрическая установка, которая предназначена для того, чтобы производить, передавать или распространять электрическую энергию имеет изоляцию, которой соответствует номинальное напряжение. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} . \quad (106)$$

где $U_{50\%}$ – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} . \quad (107)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} . \quad (108)$$

где $l_{\text{гирл}}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} . \quad (109)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{III} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) . \quad (110)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{\text{экв}}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

η_{np} – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$ – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозных разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} . \quad (111)$$

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{оп_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{оп} \cdot p_{оп} \cdot \psi_{оп}). \quad (112)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз_ч}$ – Число грозových часов;

$l_{оп_зона}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$ – Количество отходящих линий;

$k_э$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты;

$\psi_{пр}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\psi_{оп}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{оп}$ – Доля грозových ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}}. \quad (113)$$

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1259 лет.

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

6 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛА СИРИУС – Т3

Требуется выполнить расчет уставок дифференциальной защиты на терминале Сириус – Т3 для защиты трансформатора типа ТДТН-10000/110.



Рисунок 6 – Терминал СИРИУС-Т3

ТДТН-25000/220

Схема и группы соединения обмоток звезда/звезда/треугольник;

Мощность = 25 МВА;

Номинальное напряжение обмоток: $230 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 / 11$ кВ

Напряжения короткого замыкания: $U_{квн} = 10,5\%$;

6.1 Дифференциальная токовая защита

ДЗТ-1 (дифференциальная токовая отсечка).

Для быстрого и эффективного отключения повреждений, во избежании выхода из строя оборудования, которые протекают с большим дифференциальным током, используется дифференциальная токовая отсечка. Ее работа осуществляется с отсутствием различного рода блокировок и торможения.

Таблица 23 – Выбор уставки срабатывания с учётом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения для стороны	
		СН	НН
1	2	3	4
Максимальный ток внешнего к.з., приведенный к стороне ВН, А	$I_{к.з.внеш.макс.}$	5231	12231
Расчетный ток максимального внешнего к.з., приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е.)	$I_{к.з.внеш.макс.*} = I_{к.з.внеш.макс.} / I_{баз.ВН}$	$5231 / 63 = 83,031$	$12231 / 63 = 194,142$
Расчетный ток небаланса при внешнем к.з. (в о.е.)	$I_{нб.} = k'_{отс.} \cdot (k'_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \cdot I_{к.з.внеш.макс.*}$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 83,048 = 31,392$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 194,143 = 73,386$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ. (в о.е.)	Должны выполняться условия: $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{нб}$ и $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	принимаем значение 31,392	
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	$I_{диф.чувст.} / I_{баз} = I_{диф.груб.} / I_{баз}$ диапазон уставки (4,0 – 30,0) $I_{баз}$	31,4	

ДЗТ-2 (чувствительная ступень с торможением)

Данная ступень предназначена для защиты трансформатора (автотрансформатора) как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора. Характеристика срабатывания ступени пригодна для трансформаторов (автотрансформаторов) с односторонним и многосторонним питанием.

Характеристика срабатывания (тормозная характеристика) определяется соотношением дифференциального и тормозного токов. В защите используются «грубая» и «чувствительная» характеристики срабатывания.

Определяем базовую уставку $I_{д1}/I_{ном}$, согласно рекомендации производителя, выбирается в диапазоне 0,3 - 1,0.

Выбор уставки выбирается по условию:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}, \quad (114)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{нб.расч}$ – расчётный ток небаланса, порождаемый сквозным током, в о.е.

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}, \quad (115)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается $K_{пер} = 3,0$;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается $K_{одн} = 1,0$;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РПН}$ – размах РПН;

$\Delta f_{добав}$ – слагаемое, обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, согласно данным изготовителя, $\Delta f_{добав} = 0,04$.

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot (3 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,483.$$

Принимаем $I_{\partial 1}/I_{ном} = 0,5$.

Определяем тормозной ток:

$$k_{сн.т} = \sqrt{1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч*}}, \quad (116)$$

$$k_{сн.т} = \sqrt{1 - 0,5 \cdot 0,5} = 0,901.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot I_{диф}}{I_{торм}} = \frac{100 \cdot k'_{отс} \cdot I_{нб.расч*}}{k_{сн.т}}, \quad (117)$$

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,378}{0,901} = 44\%.$$

Принимаем уставку $K_{торм} = 44\%$.

Угол наклонной определится по выражению:

$$\varphi = \arctg \cdot \left(\frac{k_{торм\%}}{100} \right), \quad (118)$$

где $k_{\text{торм}\%}$ - коэффициент торможения, выраженный в процентах.

$$\varphi = \arctg \cdot \left(\frac{44}{100}\right) = 65^\circ .$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически по выражению:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{\left(\frac{I_{\partial 1}\right) \cdot 100}{k_{\text{торм}}}, \quad (119)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{0,483 \cdot 100}{65} \approx 0,74 .$$

Уставка второй точки излома $I_{д2}/I_{ном}$, согласно рекомендации производителя, выбирается в диапазоне 1,5 - 2. Принимаем уставку - 2.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{д.г2}/I_{д.г1}$ рекомендуется на уровне 12 - 15 %.

Определяем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з.} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}, \quad (120)$$

$$I_{с.з.} = 63 \cdot 0,6 = 37,8 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности при КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (121)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,531}{37,8} = 35,96 \geq 2.$$

Чувствительность защиты соответствует требованиям ПУЭ.

ДЗТ-3 (сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты)

ДЗТ-3 контролирует действующее значение дифференциального тока трех фаз. Если в течение времени, определяемого уставкой «ДЗТ-3 –Т, с», дифференциальный ток превышает уставку «ДЗТ-3 – $I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$ », то загорается светодиод «Небаланс ДЗТ» и отображается соответствующая надпись на индикаторе. Также замыкаются контакты реле «Сигнализация» и загорается светодиод «Внешняя неисправность».

Уставка по току выбирается меньшая, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2($I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд. Что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения $I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}} = 0,1$; $T, c = 10$ с.

В устройстве «Сириус-Т» контролируется перегрузка по току в трёх обмотках трансформатора.

6.2 Максимальная токовая защита

Для расчёта уставок ток КЗ необходимо принять в максимальном и минимальном режиме. Для этого примем max ток КЗ – трехфазного короткого замыкания, а в min ток КЗ – двухфазного короткого замыкания.

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{\text{ном.ш}}, \quad (122)$$

где k_H - коэффициент надежности;

k_3 - коэффициент загрузки;

k_B - коэффициент возврата выходных реле терминала.

$$I_{c.3} = \frac{2,5 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 412,4 = 3032 \text{ А.}$$

2. Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.3} = \frac{I_{K3 \min(CH)}^{(2)}}{k_{\text{ч}}}, \quad (123)$$

где $I_{K3 \min(CH)}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ средней стороны, А;

$k_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности.

$$I_{c.3} = \frac{5232 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{1,5} = 3021 \text{ А.}$$

3. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ}}}. \quad (124)$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы подключения трансформатора тока;

$k_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{c.p} = \frac{5232 \cdot 1}{800/5} = 1,3 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем

$$I_{c.p} = 1,3 \rightarrow I_{c.3} = 3021 \text{ А,}$$

$$I_{MT335} = 3021 \text{ А.}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{omc} \cdot k_B}, \quad (125)$$

где U_{\min} - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от $U_{\text{ном}}$;

k_{omc} - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$\frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В.}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зан}}{k_{omc}}, \quad (126)$$

где $U_{зан}$ - междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$, В.

$$\frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20416,7 \text{ В.}$$

Принимаем для пункта 4 и 5 $U_{c.з} = 20416 \text{ В.}$

Произведем выбор уставок на шинах 10 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1443 = 2369,55 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{c.з} = 2369,6 \text{ А.}$

2. Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{12231 \cdot \sqrt{3}}{1,5} = 7062 \text{ А.}$$

3. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{861,9 \cdot 1}{1500/5} = 2,87 \text{ А,}$$

Принимаем

$$I_{c.р} = 2,8 \rightarrow I_{c.з} = 880 \text{ А,}$$

$$I_{MT310} = 880 \text{ А.}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$\frac{0,85 \cdot 25000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902,8 \text{ В.}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$\frac{0,7 \cdot 25000}{1,2} = 14583,3 \text{ В.}$$

Отстройка от тока нагрузки шины 220 кВ:

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 62,755 = 103,05 \text{ А,}$$

$$I_{c.р} = \frac{103,05 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 5,94 \text{ А.}$$

6.3 Защита от перегрузки

С целью защитить все обмотки трансформатора от некомпенсированных перегрузок, необходимо отталкиваться от размещения устройств сигнализации перегрузки.

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

$$I_{\text{сз.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (127)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток стороны трансформатора;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{сз.п.В}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 65,608 = 92,623 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{сз.п.С}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 412,393 = 582,202 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{сз.п.Н}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1443 = 2038 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{n_{\text{ТВН}}}. \quad (128)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,623}{150/5} = 5,348 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{1 \cdot 582,202}{800/5} = 3,639 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 2038}{1500 / 5} = 6,792 \text{ А.}$$

Защита выполнена с действием на сигнал если ПС с дежурным персоналом и с действием на отключение 10-20 с. без персонала.

6.4 Описание газовой защиты трансформатора

Газовая защита трансформатора считается основной. Ее работа заключается в отслеживании различного рода повреждений и межвитковых замыканий.

Основным органом работы защиты служит газовое реле оно устанавливается в разрез с трубкой отвода масла в расширительный бак. В реле установлены два поплавка, которые реагируют на уровень масла. В нормальном режиме полость заполнена трансформаторным маслом.

При появлении межвиткового замыкания, в масле начинают образовываться пузырьки газа. Газ вытесняет масло в расширительный бак, и при перетекании масла из масляного бака в расширительный, газ накапливается в полости газового реле, вытесняя масло. Поплавки одновременно с уровнем масла опускаются ниже и дают команду на срабатывание реле. Газовая защита работает в нескольких режимах: в одном случае предупреждает о неполадках, при медленном выделении газа; в другом – отключает трансформатор, в случае с бурным газообразованием.

Защита так же срабатывает при падении уровня масла, в таком случае как пробой бака трансформатора.

Газовая защита является достаточно быстродействующей, по этой причине ее устанавливают на все виды силовых трансформаторов.

7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1. Безопасность

Принято считать что КРУЭ не представляет большой опасности для жизни человека, ведь токоведущие части изолированы от внешнего пространства оболочкой, которая заземлена. Однако определенная вероятность получения травм все равно присутствует. Причины которые могут послужить определенному риску:

- элегаз, которым наполнено оборудование, в процессе горения дуги разлагается на вредные вещества, они и представляют опасность для человека;

- давление внутри оболочки, создаваемое элегазом, имеет потенциальную опасность при демонтаже, ремонте оборудования;

- нарушения при установке оборудования, могут повлечь за собой определенную опасность;

- сложность ремонта и монтажа оборудования является травма опасным.

7.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

Исполнение оболочек КРУЭ позволяет избежать нежелательных прикосновений к элементам оборудования, находящихся под напряжением.

Токоведущие части внутри оболочки изолированы от нее при помощи проходных изоляторов и заполнения элегазом, под высоким давлением. Изоляторы рассчитаны на предельно допустимые нагрузки соответствующие параметрам КРУЭ.

Допустимая температура нагрева оболочки аппарата в местах доступных к прикосновениям и не доступным к прикосновениям соответственно равны 70 °С и 80 °С .

Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебаний температуры, а также, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже

должны быть предусмотрены компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором должно осуществляется присоединение заземляющего проводника должен быть помещен нанесенный любым способом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления [17].

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно превышать 0,1 Ом.

С целью заземления ячеек КРУЭ, все составные части имеют присоединения под заземления, объединяя их вместе создается контур. Таким же образом ячейки присоединяются к общему контуру заземлению. Шины и контур заземления рассчитываются исходя из параметров КРУЭ.

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого

замыкания на землю. Составные компоненты ячейки подсоединенные к заземлению, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ.

Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более 10 м промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии 6-10 м.

В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Элегаз – не представляет собой, никакой опасности как для человека так и для окружающей среды, является химически не активным газом (инертным).

Опасность работы с элегазом заключается в том, что за счет его большой массы на единицу объема, по сравнению с воздухом в пять раз выше, он оседает в разных углублениях вытесняя собой воздух, без которого дыхание человека не представляется возможным. ПДК составляет 5000 мг/м^3

В случае когда с ячейками КРУЭ производят какие-либо работы , запрещается использование тепловых нагревателей, открытого огня и всего что может привести к возгоранию.

Если происходит выброс элегаза в производственное помещение, следует незамедлительно включать аварийную вентиляцию, до тех пор пока концентрация не спадет до ПДК.

Для произведения аварийных работ в помещении с присутствием продуктов разложения элегаза, прибегаем к обязательному использованию специализированных средств индивидуальной защиты.

Прежде чем вскрывать элегазовое оборудование, необходимо выкачать весь элегаз, с использование фильтров, для исключению попадания продуктов разложения элегаза в воздух рабочей зоны, и отвакуумировать.

7.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

Температура на поверхности органов управления, предназначенных

для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, исключая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, предусмотрено наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки, которые открываются одним ключом.

7.2 Экологичность

7.2.1 Расчет акустического воздействия трансформатора

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. Допустимые уровни шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории застройки следует принять

по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки». На территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений:

$$L_A = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_A = 45 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

Для расчета возьмем более жесткие требования, т.е. с 23⁰⁰-7⁰⁰ часов.

Для трансформатора ТДТН 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА:

$$L_{wa} = 90 \text{ дБА.}$$

Если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{wa} , то в любой точке радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

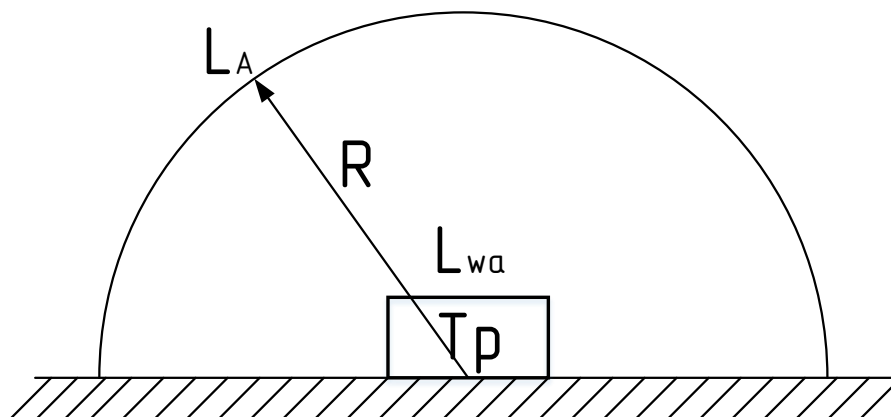


Рисунок 7 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{wa} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (129)$$

$$S = 2\pi R^2, \quad (130)$$

где: S – площадь поверхности полусферы, м^2

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Следуя последней формуле при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{wa} - 10 \lg \frac{S}{S_0}. \quad (131)$$

Так как на подстанции установлено 2 трансформатора и расстояние от трансформаторов до жилой неизвестно, но известно расстояние между центрами трансформаторов (из проекта), мы можем рассчитать минимальный допустимый уровень шума с использованием следующих допущений:

1) так как расстояние между трансформаторами небольшое и оно много меньше расстояния до жилой зоны, то два источника шума можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{wa\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{wai}}, \quad (132)$$

где: N - количество источников шума;

L_{wai} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

$$L_{wa\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 90} = 93, \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \text{ДУ}_{La}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Следуя принятым допущениям, можно переписать выражение (8) в следующем виде:

$$DU_{L_A} = L_{wa\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} . \quad (133)$$

Выразив из последнего уравнения R_{\min} получаем минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{wa\Sigma} - DU_{L_A})}}{2\pi}} , \quad (134)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(93-45)}}{2\pi}} = 100,2 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

Вывод: за 100,2 метра от источника шума уровень звука соответствует санитарно–гигиеническим нормативам.

7.2.2 Защита почвы

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслостоков в маслосборник.

Согласно ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью

0,2 л/с·м² в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными

устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

7.3 Чрезвычайная ситуация

Одной из наиболее встречаемых аварий на подстанциях считают пожары, обусловленные работой оборудования с высокими токами.

В высоковольтном оборудовании используются горючие материалы, из-них наиболее подверженные возгоранию: масла, полимеры, каучук, бумага и т.д.

Вследствие работы оборудования с повышенными токами и мощностями встречаются пожары, связанные с :

- перекрытием токовидущих частей, из-за устаревания и нарушения изоляции, удара молнии.
- высоким нагревом оборудования при коротких замыканиях,
- нагревом и выходом из строя оборудования не соответствующего, требованиям эксплуатации,
- нарушениями правил эксплуатации электроустановок.

На территории подстанции в легкой доступности обязательно должны находиться, пожарные щитки со средствами пожаротушения, окрашенными в красный цвет и резервуары с водой.

При необходимости для пожаротушения территория подстанции должна иметь цистерны с водой, оборудованные насосными станциями.

Должны быть насосные хозяйства для обеспечения водой, средств пожаротушения.

Под силовыми трансформаторами оборудуются маслоприемники, в которые в случае возгорания сливаются трансформаторное масло.

Масло приемники различаются на два типа с отводом масла и без отвода масла. Масло приемник с отводом масла устанавливается при, общей массе трансформаторного масла от 20 т. в таком случае масло приемник оборудуется масло отводящими каналами и масло сборниками.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Силовые трансформаторы и высоковольтные установки при пожарах вблизи них необходимо уберечь от высоких температур путем рапыскивания воды над ними, заведомо отключив от напряжения со всех сторон. В случае их повреждения, разлива и воспламенения масла, эффективным способом тушения масла является одновременное тушение водой всеми возможными устройствами и приспособлениями.

В случае воспламенения шкафов распределения, управления, релейной защиты, а так же кабелей, прежде всего надо отключить их от напряжения и не в коем случае не прикасаться к ним .

8 ЭКОНОМИКА

8.1 Расчёт капиталовложений

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (135)$$

В капиталовложения включаются следующие затраты на сооружения:

- стоимость силовых трансформаторов;
- стоимость компенсирующих устройств;
- стоимость сооружения ОРУ;
- постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории и т.д.

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot K_n \cdot 1,4 \quad (136)$$

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

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

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

$K_{ПА}$ - затраты на противоаварийную автоматику, руб.;

K_n – переводной коэффициент, равен 4,57

Общие капиталовложения на сооружения подстанций, рассчитываем по формуле (133), тыс.руб.:

$$K_{ПС} = (290440 + 38000 + 1200) \cdot 4,57 \cdot 1,4 = 2109037 \text{ тыс.руб.}$$

8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Данные издержки включают в себя расходы требуемые на эксплуатацию энергетических объектов в промежуток времени равный одному году. Это являются расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W}. \quad (137)$$

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

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

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

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cp}}. \quad (138)$$

где K – капиталовложения в сооружение, руб.;

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

$$I_{AM} = \frac{2109037}{20} = 105452 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{ЭР} = \alpha_{нэоПС} \cdot K_{ПС} \cdot \quad (139)$$

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

$$I_{ЭР} = 0,059 \cdot 2109037 = 124433 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \cdot \quad (140)$$

$$I_{\Delta W} = 946410 \cdot 1,79 = 1694073,9 = 1694,074 \text{ тыс. руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

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

Стоимость потерь в Амурской области принимаем равным – 1,79 руб/кВт·ч

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{(P_{\max})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot n} \cdot R_{TP} \cdot T_{\max} + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} \cdot \quad (141)$$

$$\Delta W_{TP} = \frac{(7,9)^2 + (1,9)^2}{220^2 \cdot 2} \cdot 11,4 \cdot 5000 + 2 \cdot 0,0518 \cdot 8760 = 946,41 \text{ МВт/ч,}$$

где P_{\max} – максимальная нагрузка ПС зимой, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ - некомпенсированная реактивная мощность ПС зимой, МВар.

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

n – количество трансформаторов на подстанции;

$T_{год}$ - количество часов в год.

Расчет эксплуатационных издержек производим по формуле 36.

$$I = 105452 + 124433 + 1694,074 = 231579,074 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет эксплуатационных издержек и расчет потерь электрической энергии отражены в таблице 24.

Таблица 24 - Техничко-экономические показатели ПС

Показатель	Значение
Капиталовложения, тыс руб.	2109037
Суммарные потери, МВт · ч.	946,41
Издержки, тыс руб.	231579,074

8.3 Определение себестоимости

Издержки на собственные нужды подстанции найдем по формуле

$$I_{сн\ пс.эл.} = W_{пер} \cdot \alpha_{сн} \cdot T_{себ}, \quad (142)$$

$$T_{себ} = 0,18 \text{ руб/кВт·час.}$$

где $\alpha_{сн} = 0,002$ – коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на с.н. подстанции.

$W_{пер}$ - мощность, передаваемая подстанцией за год.

$T_{себ}$ - себестоимость 1 кВт электроэнергии.

Передаваемые мощности подстанцией за год определяется по формуле:

$$W_{пер} = 251,10 \cdot 8760 = 2199636 \text{ МВтч}$$

где T_q - число часов работы подстанции в год. $T_q = 8760$ ч.

$$I_{сн\ пс.эл.} = 2199636 \cdot 0,18 \cdot 0,002 = 791,86 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле

$$I_{np} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{np} . \quad (143)$$

где α_{np} - коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции ($\alpha_{np} = 0,01.$)

Тогда издержки на прочие нужды составят

$$I_{np} = 2109037 \cdot 0,01 = 21090,37 \text{ тыс. руб.}$$

Определим полный расход электроэнергии за год

$$W_{пол} = W_{пер} - \Delta W_{\Sigma} , \quad (144)$$

$$W_{пол} = 2199636 - 946,41 = 2198689,59 \text{ МВт*ч.}$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери в трансформаторе.

Себестоимость выработки электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{пол}} . \quad (145)$$

где $W_{пол}$ – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – годовые затраты, млн. руб.;

Всего годовых затрат, млн. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + I_{сн.пс.эл.} + I_{np} . \quad (146)$$

где I_{AM} - амортизационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{ЭКС}$ - эксплуатационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\Delta W}$ - издержки на собственные нужды подстанции и потери в трансформаторах;

I_{np} - прочие издержки, посчитаны ранее.

Рассчитаем себестоимость выработки электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = 105452 + 124433 + 1694,074 + 798,86 + 21090,37 = 253468,304 \text{ тыс.руб,}$$

$$C_{\Sigma} = \frac{253468304}{2198689590} = 0,115 \frac{\text{руб}}{\text{кВ}\times\text{ч}}.$$

Дальнейшим действием определим простой срок окупаемости подстанции. Его можно определить по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_{ч} + I_{ам}}, \quad (147)$$

$$T_{ок} = \frac{2109037}{2718341,965 + 105452} = 0,74.$$

где К- капиталовложения;

$\Pi_{ч}$ - чистая прибыль;

$I_{ам}$ - амортизационные издержки.

Чистая прибыль определяется по следующей формуле:

$$\Pi_{ч} = O - I - H, \quad (148)$$

$$\Pi_{ч} = 3651395,76 - 253468,304 - 679585,491 = 2718341,965 \text{ тыс. руб.}$$

где О-доход от полезного отпуска;

И- суммарные издержки;

Н-налог на прибыль.

Налог на прибыль равен:

$$H = 0,2 \cdot (O - I), \quad (149)$$

$$H = 0,2 \cdot (3651395,76 - 253468,304) = 679585,491 \text{ млн. руб.}$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{no} \cdot T, \quad (150)$$

$$O = 1660 \cdot 2199636 = 3651395,760 \text{ тыс. руб.}$$

где W_{no} - полезный отпуск;

T - средний тариф на передачу электроэнергии. В данном случае -1660 руб /тыс.кВт*ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В нашей выпускной квалификационной работе выполнена реконструкцию подстанции Завитая на напряжения 220/35/10 кВ. Были рассчитаны токи короткого замыкания, а так же необходимые для выбора и проверки оборудования параметры. Проведен подбор подходящего оборудования. Выполнен расчет и графическая часть по молниезащите и заземлению подстанции. В разделе безопасность и экологичность посчитаны требуемые расстояния по шумовым характеристика и защите, описаны методы защиты по пожаротушению и безопасные способы обслуживанию подстанции, а так же описана экологичность используемого комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией. Произведен выбор и проверка релейной защиты на микропроцессорной базе, требуемой для необходимой защиты оборудования в проекта. Выполнен расчет условных капиталовложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 4 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры» / Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 5 Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: практ. пособие / В. И. Дьяков; Министерство образования Российской Федерации, Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2003. – 148 с.
- 6 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие./А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 7 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с
- 8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
- 9 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. – 608 с

10 Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314)

11 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.

13 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.

14 РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. – М. : 2000. – 33 с.

15 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 10-500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

19 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 2010. – 368 с.

20 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 555 с.

21 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 2012. – 214 с.

22 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

23 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с