

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Перевалбаза напряжением 35/6 кВ для электроснабжения каменного карьера в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742-об1

подпись, дата

А.А.Мирошникова

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. Кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Мирошниковой Анастасии Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Перевалбаза напряжением 35/6 кВ для электроснабжения каменного карьера в Амурской области

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 3.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема подстанции, нормативно-справочная литература: ПТБ, ПУЭ, ПТЭ, ГОСТы

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

1. Общая характеристика района проектирования, 2. Обоснование необходимости сооружения ПС Перевалбаза, 3. Обоснование электрической нагрузки ПС

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема развития электрической сети 35 кВ и выше на период до 21 года, 2. Однолинейная схема подстанции, 3. План и разрез подстанции, 4. Молниезащита и заземление подстанции Перевалбаза

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н, канд.тех.наук, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 с., 22 рисунка, 15 таблиц, 128 формул, 30 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе проектируется подстанция Перевалбаза напряжением 35/6 кВ для электроснабжения каменного карьера.

В выпускной квалификационной работе был произведен выбор: схемы подстанции, числа и мощности трансформаторов, точки присоединения к сети. Выполнен расчет и выбор сечения провода ЛЭП 35 кВ. Расчет релейной защиты. Так же, для того чтоб выбрать электрооборудование посчитаны токи короткого замыкания. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Общая характеристика района проектирования	8
1.1 Климато - географическая характеристика	8
2 Обоснование необходимости сооружения ПС Перевалбаза	10
3 Обоснование электрической нагрузки подстанции	15
3.1 Расчет электрических нагрузок	16
3.2 Выбор номинального напряжения сети	19
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС	20
3.4 Выбор сечения провода	21
4 Расчет токов короткого замыкания	25
4.1 Расчет ударного тока	31
5 Выбор и проверка основного оборудования на ПС Перевалбаза	33
5.1 Выбор и проверка выключателей на ПС	33
5.2 Выбор и проверка разъединителей на ПС	40
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на ПС	44
5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на ПС	48
5.5 Выбор КРУ на подстанции Перевалбаза	53
5.6 Выбор выключателей в КРУ	55
5.7 Выбор трансформатора тока в КРУ	57
5.8 Выбор трансформатора напряжения в КРУ	60
5.9 Выбор шинных конструкций на ПС	61
5.10 Выбор изоляторов на ПС	65
5.11 Выбор ОПН	67
6 Расчет освещения подстанции	70
7 Заземление и молниезащита подстанции Перевалбаза	72
7.1 Заземление подстанции Перевалбаза	72

7.2 Защита от прямых ударов молнии	77
8 Релейная защита ПС Перевалбаза	82
8.1 Защита трансформатора	83
8.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	84
8.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	86
8.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	90
8.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты	91
8.6 Защита воздушных линий 6 кВ	93
8.7 Автоматика на подстанции Перевалбаза	96
8.8 Сигнализация на подстанции Перевалбаза	98
9 Экономический расчет	99
10 Безопасность и экологичность	103
10.1 Безопасность	104
10.2 Экологичность	105
10.2.1 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для трансформаторной подстанции «Перевалбаза»	106
10.2.2 Расчет маслоприемника под маслонаполненные трансформаторы ПС Перевалбаза	110
10.3 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	119
Библиографический список	120

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатор;

ДТО - дифференциальная токовая отсечка.

КРУ- комплектное распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

Новые рубежи развития энергетики нашей страны повышают роль электрической энергии во всех сферах народного хозяйства. Рост производительности труда и снижения себестоимости продукции являются необходимым условием энергетического прогресса общества, развития единого народно-хозяйственного комплекса страны. Одно из главных средств выполнения этого условия - это механизация и автоматизация технологических процессов, осуществляемых на основе энерговооруженности производства, которая возрастает за счёт совершенствования и внедрения электрооборудования.

Проектирование подстанции представляет собой сложный процесс принятия решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению, связанных с производством расчётов, пространственной компоновкой, оптимизацией фрагментов и объекта в целом.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции напряжением 35/6 кВ Перевалбаза для электроснабжения каменного карьера.

Для того чтобы цель была выполнена нужно решить несколько задач:

- разработать главную схему подстанции;
- выполнить выбор и проверку оборудования подстанции;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- рассчитать релейную защиту;
- произвести расчет молниезащиты и заземления.

Расчеты были произведены в программах - Word 2016, Visio 2013, MathType 6.1., Mathcad 15.0.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климато-географическая характеристика

На правом берегу реки Буряя расположено село Николаевка. Считается спутником районного центра посёлка Новобурейский, расположенного на расстоянии 2 километра до него. Вступает в муниципальное образование «Рабочий посёлок (пгт) Новобурейский». В 1906 году было создано село Николаевка эмигрантами из Томской, Гомелевской и Тамбовской губернии. Возле Николаевки прокладывается автотрасса Амур. На момент 2018 года численность населения составляла - 808 жителей.

Продолжительность дня зависит от высоты солнца над горизонтом. На атмосферу так же действует солнечная радиация - чем больше периодичность ясных дней, тем больше приход энергии от солнца.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	III, скорость - 32 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Региональный коэффициент на ветровую нагрузку	1,2
Региональный коэффициент на гололедную нагрузку	1,2
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+48,0

1	2
Минимальная, °С	-28,70
Максимальная, °С	+21,40

Расположение с. Николаевка представлено на рисунке 1:



Рисунок 1 – гугл-карта с. Николаевка [6]

2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПС ПЕРЕВАЛБАЗА

В настоящее время в селе Николаевка Бурейского района не происходит питание потребителя, а именно каменного карьера. Поэтому необходимо спроектировать подстанцию Перевалбаза напряжением 35/6 кВ и учесть надежную, бесперебойную, качественную передачу электроэнергии.

Каменный карьер- это комплекс горных выработок, образованных открытым способом при добыче полезных ископаемых.

Перечень электрооборудования, которое используется на карьере:

1.Экскаватор ЭКГ 4,6Б – получает питание от линии электропередач напряжением 6 кВ. через одиночный передвижной переключательный пункт РВНО-6, ЯКНО-6ЭП или ПКРН 3х25+ 1х10. Для главных приводов применяют двигатель постоянного тока независимого возбуждения по системе Г-Д с СМУ, а для вспомогательных приводов-АД с короткозамкнутым ротором. Привод подъема ДЭ-816, привод поворота ДПВ-52, привод напора и хода ДПЭ-52, привод открывания днища ковша ДПЭ-12, привод генераторов преобразовательного агрегата АЭ-113-4У2, привод вентилятора к двигателю подъема АО-42-4, привод вентилятора к двигателям поворота и напора АО-32-4, привод вентилятора кузова АО-31-4, привод гидронасоса АОС-32-4, привод компрессора АОС-51-4.

2.Экскаватор ЭКГ 8И – состоит из: привод генераторов преобразовательного агрегата СДЭ2-15-34-6, привод подъема ДПЭ-82А, привод хода ДПЭ-82, привод поворота ДЭВ-812, привод напора ДЭ-812, привод открывания ковша ДПМ-21. [30]



Рисунок 2 – Экскаватор ЭКГ [17]

3. Экскаватор ЭШ 10/70 – на экскаваторе устанавливаются два 4-х машинных преобразовательных агрегатов для питания двигателей главных приводов. Экскаватор также питается от сети переменного тока напряжением 10 кВ. Основные эл. двигатели: привод подъема, тяги и шагания МПЭ-450-900УЗ, привод поворота МПВЭ-400-900УЗ, привод генераторов подъема, тяги и поворота, привод возбуждителя и генератора собственных нужд АО2-82-4, привод компрессора АО2-62-4.

4. Экскаватор ЭКГ-12,5 – электроснабжение экскаватора осуществляется от карьерной распределительной сети напряжением 6 кВ по гибкому кабелю КШГВ 3х50+1х16 через приключательный пункт ЯКНО-6ЭП или ПКРН-6ВМ. Состоит из: привод генераторов преобразовательного агрегата СДЭ2-16-46-6У2, генератор подъема марки ГПЭ85-36-6К(мощность генератора 1000 КВт), генератор напора 2ПЭ141-4К-1. [30]

5. Водоотлив – карьерный водоотлив оборудуется насосами с приводом, в основном, с короткозамкнутым ротором напряжением 380 В и 6000 Вв зависимости от мощности, с питанием от передвижных трансформаторных

подстанций и переключательных пунктов. Для автоматизирования управления двигателями напряжением 380В в основном применяют контакторы, магнитные пускатели, и реле защиты, а двигателями напряжением 6000В-распред ящикис дистанционным управлением масляных выключателей. Для автоматизации насосных станций в зависимости от их назначения применяют типовую аппаратуру УАВ, ВАВ, АВН-1М и другое.

6.Землесосы – установки имеют принцип действия центробежных насосов, но конструктивно отличаются от них. Состоят из: приводные двигатели, пускозащитная аппаратура, приборы контроля и сигнализации. На мощных землесосных установках применяют АД с фазным ротором. При этом для уменьшения пускового тока необходимо применять двигатели с двумя обмотками на роторе или глубокими пазами. На землесосах устанавливают двигатели закрытого исполнения.

7.Станок 2СБШ-200 – ротор станка приводится во вращение двигателем постоянного тока, остальные механизмы —асинхронным двигателем. Привод вращателя станка выполнен по системе Г-Д с ЭМУ. Вращатель ДМВ-51, механизм хода МТВК-411-8, маслостанция А02-51-4, вентилятор отсоса пыли А02-62-4, компрессор АЗ-315М-2БУ, встряхиватель АОЛ2-22-4, лебедка АОС2-61-4, маслонасос коробки передач ДПТ-21-4, вентиляционное калориферное оборудование АОЛ2-12-2.

8.БурСтанок СБШ-250МН – электроснабжение станка осуществляется напряжением 380 В от передвижной трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ. Трансформатор ТСЗ- 4/0,5 служит для питания напряжением 220В цепей управления и освещения станка. Вращатель ДПВ-52,гусеницы станка МТКН-412-8, маслостанция 4А132М4У3, вентилятор обдува 4А160М6У3, насос ОН-2 ВАО-41-4. компрессор АЗ-315М-2БУ2, пусковой маслонасос 4АХ80А4У3, таль АОС-32- 6, испаритель ИЭ-9305, кондиционер ИЭ-9305, маслонасос обогрева насосов ДПТ-21-4, вентилятор к двигателю вращения 4А90L2У3 [30].

9.Станок 1СБУ-125 – питание станка осуществляется от карьерной сети напряжением 380В по гибкому кабелю КГЭ. Для привода рабочего органа станка применяется трехскоростной асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором типа АОС2-61412 Вращатель состоит из двухскоростного электродвигателя мощностью 3,8 и 6,3 кВт.



Рисунок 3 – БурСтанок СБШ-250МН [3]

10.Забойный конвейер – в качестве приводных двигателей для ленточных конвейеров применяют преимущественно электродвигатели переменного тока – асинхронные с короткозамкнутым и фазным ротором. На конвейерах устанавливают как однодвигательные так и многодвигательный электропривод. При мощности двигателя более 150-200 кВт применяют двигатели напряжением 6 кВ. Для автоматического управления конвейерами используют серийно приводов автоматизации. Способ питания выпускаемую аппаратуру конвейерных установок определяется общей системой

распределения электроэнергии на данном карьере, количеством конвейерных приводов и взаимозависимостью их работы.

11. Освещение – Для освещения карьеров применяются, как правило, комбинированные системы общего и местного освещения. Местное освещение осуществляется светильниками и прожекторами, устанавливаемыми на передвижных опорах (металлических, железобетонных, деревянных). Для наружных светильников используются светильники с лампами ДРП типов СКЗПР, СППР, СПП, СПОР и другие. В настоящее время на карьерах широко применяются светильники ОУКсН-20000 с лампой ДКсТ-20000 [30].

Каменный карьер - это источник огромного количества продукции, такой как:

- щебень различных фракций (5-20 мм, 15-20 мм, 20-40 мм и др.);
- бутовый камень;
- гранитный отсев;
- брекчия.

Данная продукция широко применяется в жилом, промышленном и дорожном строительстве, производстве стройматериалов (доски, плиты), ритуальных изделий, предметов интерьера искусства.

3 ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

От подстанции 35/6кВ «Перевалбаза» будут питаться 5 фидеров 6кВ.

Дальше представлены 6 фидеров 6 кВ №10, 4,11,6,5,9 нагрузкой которых является:

Фидер № 10 6кВ – нагрузка электрочувствительной (потребитель первой категории), база УПТК;

- 3 ведомственных ТП – 6/0,4 №2,7,9;

Фидер №4 6кВ – ОАО «Бурягэсстрой»;

- 8 ведомственных ТП- 6/0,4 №3, 4, 5, 6, 8, 10, 14, 17.

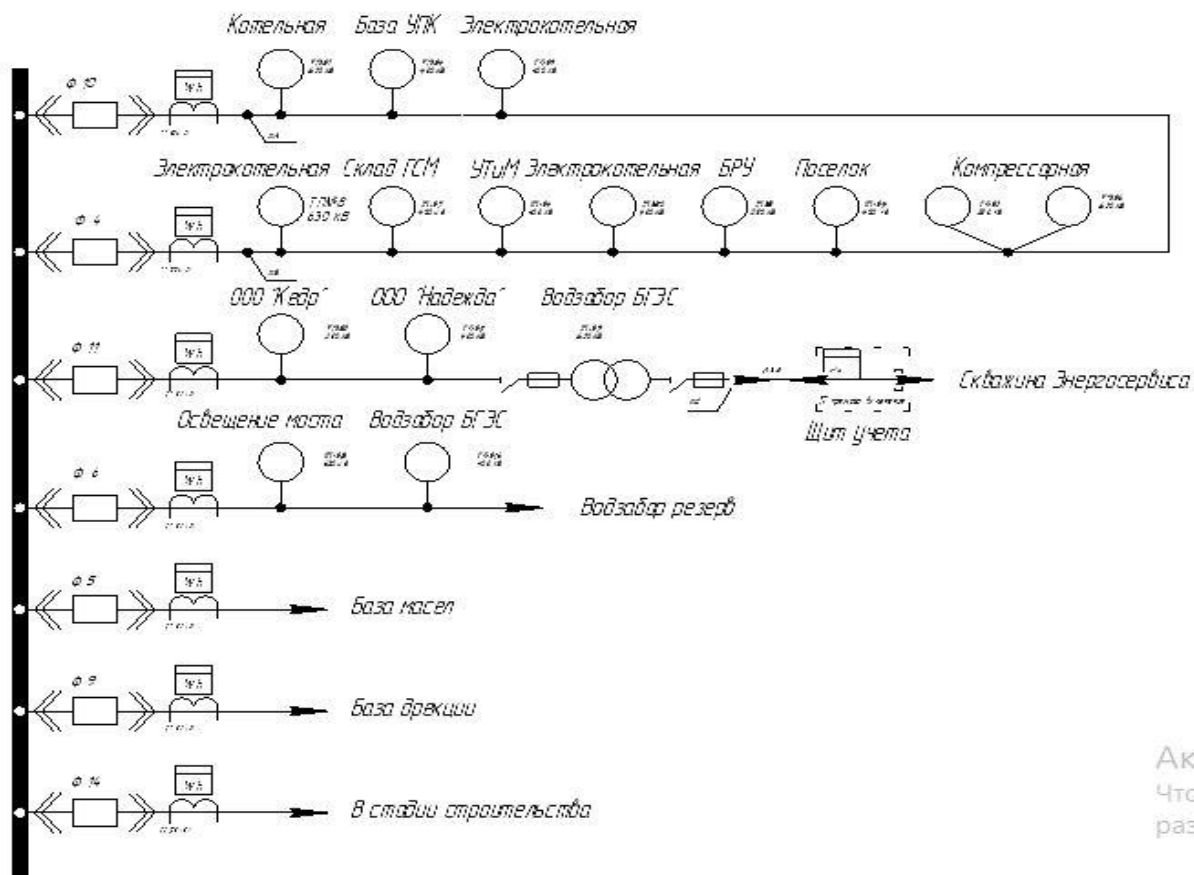
Фидер №11 6кВ – ООО «Спецстрой»;

- 3 ведомственных ТП- 6/0,4 №11, 13, 19.

Фидер № 6 6кВ – Освещение моста;

- 2 ведомственных ТП- 6/0,4 №16, 18.

Фидер № 5 6кВ – База масел;



АКТИ
Чтоб
разд

Рисунок 4 – ПС Перевалбаза 35/6 кВ, отходящие фидера 6 кВ

3.1 Расчет электрических нагрузок

Электрическая нагрузка – это мощность, потребляемая электрической установкой в определенный момент времени.

Исходные данные фидеров представлены в таблице:

Таблица 2 – исходные данные фидеров

№ фидера, 6 кВ	I _{фmax} , А	cos φ
1	2	3
Ф№3	20	0,81
Ф№4	10	0,83
Ф№5	0	0,8
Ф№8	132,5	0,85
Ф№9	0,25	0,88
Ф№10	8,75	0,8

Напряжение на низкой стороне: U_{нн}=6,2кВ

На основании замера токов фидеров в режиме максимальной нагрузки произведем расчет мощности максимальной нагрузки подстанции:

Активная и реактивная мощность фидера определяется по формулам:

$$P_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_{\phi} \cdot U_{нн} \cdot \cos \varphi \quad (2)$$

$$Q_{\phi} = P_{\phi} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Активная и реактивная мощность нагрузки подстанции:

$$\Sigma P \text{ п.ст.} = P_{\phi 1} + P_{\phi 2} + \dots + P_{\phi n} \quad (4)$$

$$\Sigma Q_{п.ст.} = Q_{\phi 1} + Q_{\phi 2} + \dots + Q_{\phi n} \quad (5)$$

Полная мощность нагрузки подстанции:

$$S_{п.ст.} = \sqrt{\Sigma P_{п.ст.}^2 + \Sigma Q_{п.ст.}^2} \quad (6)$$

Коэффициент реактивной мощности определяется по формуле:

$$tg \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (7)$$

$$tg \varphi_{\phi_3} = \frac{\sqrt{1 - 0,81^2}}{0,81} = 0,72$$

$$tg \varphi_{\phi_4} = \frac{\sqrt{1 - 0,83^2}}{0,83} = 0,67$$

$$tg \varphi_{\phi_5} = \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 0,75$$

$$tg \varphi_{\phi_8} = \frac{\sqrt{1 - 0,85^2}}{0,85} = 0,62$$

$$tg \varphi_{\phi_9} = \frac{\sqrt{1 - 0,88^2}}{0,88} = 0,54$$

$$tg \varphi_{\phi_{10}} = \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 0,75$$

$$P_{\phi 3m} = 1,73 \cdot 20 \cdot 6,2 \cdot 0,81 = 173,7 \text{ кВт}$$

$$P_{\phi 4m} = 1,73 \cdot 10 \cdot 6,2 \cdot 0,83 = 89,02 \text{ кВт}$$

$$P_{\phi 5m} = 1,73 \cdot 0 \cdot 6,2 \cdot 0,8 = 0 \text{ кВт}$$

$$P_{\phi 8m} = 1,73 \cdot 132,5 \cdot 6,2 \cdot 0,85 = 1208,01 \text{ кВт}$$

$$P_{\phi 9m} = 1,73 \cdot 0,25 \cdot 6,2 \cdot 0,88 = 2,3 \text{ кВт}$$

$$P_{\phi 10m} = 1,73 \cdot 8,75 \cdot 6,2 \cdot 0,8 = 75,08 \text{ кВт}$$

$$Q_{\phi 1m} = 173,7 \cdot 0,72 = 125,06 \text{ кВар}$$

$$Q_{\phi 4m} = 89,02 \cdot 0,67 = 59,64 \text{ кВар}$$

$$Q_{\phi 6m} = 0 \cdot 0,75 = 0 \text{ кВар}$$

$$Q_{\phi 7m} = 1208,01 \cdot 0,62 = 748,9 \text{ кВар}$$

$$Q_{\phi 10m} = 2,3 \cdot 0,54 = 1,24 \text{ кВар}$$

$$Q_{\phi 11m} = 75,08 \cdot 0,75 = 56,3 \text{ кВар}$$

$$\Sigma P_{п.ст. max} = 173,7 + 89,02 + 0 + 1208,01 + 2,3 + 75,08 = 1548,1 \text{ кВт}$$

$$\Sigma Q_{п.ст. max} = 125,06 + 59,64 + 0 + 748,9 + 1,24 + 56,3 = 991,1 \text{ кВар}$$

$$\Sigma S_{п.ст. max} = \sqrt{1548,1^2 + 991,1^2} = 1838,1 \text{ кВар}$$

Все расчетные данные сведены в таблице:

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок

№ фид	U _{нн} , кВ	I _{фmax} , А	Cosφ	tgφ	P _ф , кВт	Q _ф , кВар
1	2	3	4	5	6	7
3	6,2	20	0,81	0,72	173,7	125,06
4	6,2	10	0,83	0,67	89,02	59,64
5	6,2	0	0,8	0,75	0	0
8	6,2	132,5	0,85	0,62	1208,01	748,9
9	6,2	0,25	0,88	0,54	2,3	1,24
10	6,2	8,75	0,8	0,57	75,08	56,3
Итог:		Σ P _{п.ст} 1548,1	Σ Q _{п.ст} 991,1	Σ S _{п.стmax} 1838,1		

3.2 Выбор номинального напряжения сети

Для определения напряжения будем пользоваться формулой Илларионова, которая применяется на напряжение 35 кВ и выше [27]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (8)$$

где l – длина линии, км;

P – мощность, передаваемая по одной цепи, МВт.

Для определения напряжения необходимо знать длину линии и максимальную мощность по линиям.

Длина линии от ПС Бурейск до ПС Перевалбаза будет составлять- 3,3 км.

Используя ранее рассчитанную мощность, определим номинальное напряжение сети:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,3} + \frac{2500}{1,838}}} = 25,71 \text{ кВ};$$

Таким образом, по шкале номинальных напряжений принимаем значение – 35 кВ и это значит, что линия выдержит ранее рассчитанную нагрузку.

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной и реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, случае 1 и 2 категории на подстанции должен быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА [14]:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}i}^2 + Q_{\text{неск}i}^2}}{n \cdot K_3} \quad (9)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{\text{ср}i}$ – значение активной мощности;

$Q_{\text{неск}i}$ – реактивная мощность.

Рассчитаем мощность трансформатора на подстанции:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{1548,1^2 + 991,1^2}}{2 \cdot 0,7} = 1553 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТМН-1600/35.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_{3}^{нор} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{Тном}} \quad (10)$$

$$K_{3}^{н/ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}} \quad (11)$$

Рассмотрим пример расчета:

$$K_{3}^{нор} = \frac{\sqrt{1548,1^2 + 991,1^2}}{2 \cdot 1600} = 0,57$$

$$K_{3}^{н/ав} = \frac{\sqrt{1548,1^2 + 991,1^2}}{1600} = 1,14$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно выходить за границы интервала 1,45. Условия выполняются, значит трансформатор выбран верно.

3.4 Выбор сечения провода

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления. Выбор сечения проводов производится

методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится по расчетам послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле [27]:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot 10^3 \quad (12)$$

где I_{\max} – максимальный ток, А;

P_{\max} – потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ – потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

n – количество цепей линии;

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

Максимальный ток будет равен:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{1,5481 + 0,991^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 10^3 = 15,16 \text{ А}$$

Далее находятся расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (13)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ($T_M=6000$ ч). Примем данный коэффициент равный 1,04.

Получим расчетный ток:

$$I_p = 15,16 \cdot 1,05 \cdot 1,04 = 16,55 \text{ A}$$

Далее по расчетному току выбирается сечение провода, рассчитываемого участка, которое потом проверяется по величине длительно допустимого тока в послеаварийном режиме. Проверка совершается следующим соотношением:

$$I_{д.д} > I_{р.п} \tag{14}$$

где $I_{д.д}$ – длительно допустимый ток выбранного сечения;

$I_{р.п}$ – расчетный послеаварийный ток.

Для схем с одним источником питания, в качестве аварии рассматривается обрыв одной линии, т.е. в послеаварийном режиме ток возрастает в два раза.

Длительно допустимый ток для провода АС с сечением 50/8 при эксплуатации не должен превышать – 210 Ампер. Для того чтобы найти расчетный послеаварийный ток нужно расчетный ток умножить на 2. В результате, получим:

$$I_{р.п} = 16,55 \cdot 2 = 33,1 \text{ A}$$

$$210 > 33,1$$

Условие выполняется. Следовательно, провод выбран верно.

Расчеты представлены в таблице:

Таблица 4 – Расчетные токи и сечение ЛЭП

I_{\max}, A	I_p, A	Сечение	$I_{p.п.}, A$	$I_{д.д.}, A$
1	2	3	4	5
15,16	16,55	АС-50/8	33,1	210

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание (К.З) - это замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановки), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с эффективно-заземленными нейтралью и глухозаземленными, а также в электрических машинах - витковые замыкания.

При нарушении изоляции электрических цепей возникают короткие замыкания. Причины таких нарушений являются:

- старение, в результате этого происходит пробой изоляции;
- набросы на провода ЛЭП;
- обрывы проводов с падением на землю;
- механические повреждения изоляции кабельных ЛЭП при земляных работах;
- удары молнии в линии электропередачи и т.д.

Короткое замыкание характеризуется резким возрастанием тока (сверх тока), в результате чего увеличивается температура проводников, контактов, происходит электродинамическое воздействие между проводниками и понижением напряжения.

Расчет токов короткого замыкания делается для нахождения начального значения периодической составляющей полного тока трехфазного короткого замыкания, нахождения ударного тока, теплового импульса и дальнейшей проверки высоковольтного оборудования на термическую, электродинамическую устойчивость и отключающую способность.

Расчет начинается с вычерчивания расчетной схемы. Это упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которую входят все те же, которые определяют величину тока короткого замыкания (генератор, трансформатор, линия, реактор).

Далее вычерчивается схема замещения, в которой все элементы расчетной схемы заменяют индуктивными сопротивлениями, затем для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему

электрической сети к простейшему виду, т.е. привести ее эквивалентирование относительно точки КЗ, в которой необходимо знать ток короткого замыкания и этот ток рассчитывается по закону Ома. При преобразованиях используются основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей. На основе получившегося тока определяем ударный ток[22].

Расчетная схема будет иметь следующий вид:

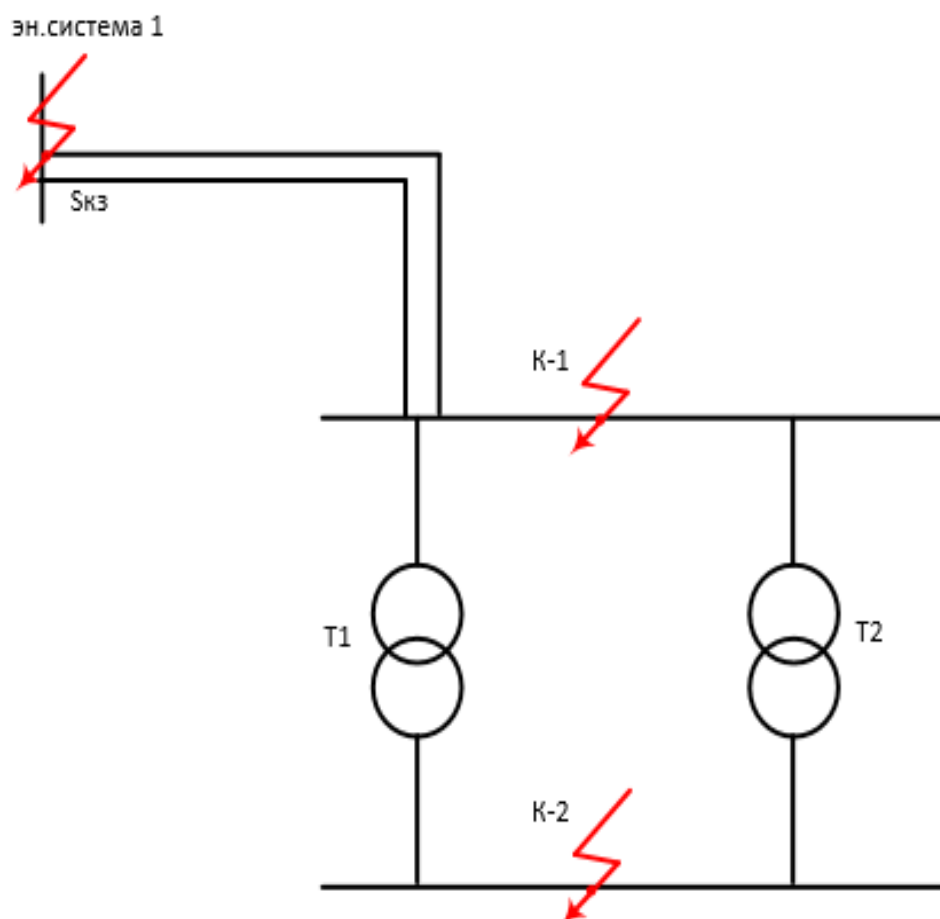


Рисунок 5 – Расчетная схема

Схема замещения будет выглядеть следующим образом:

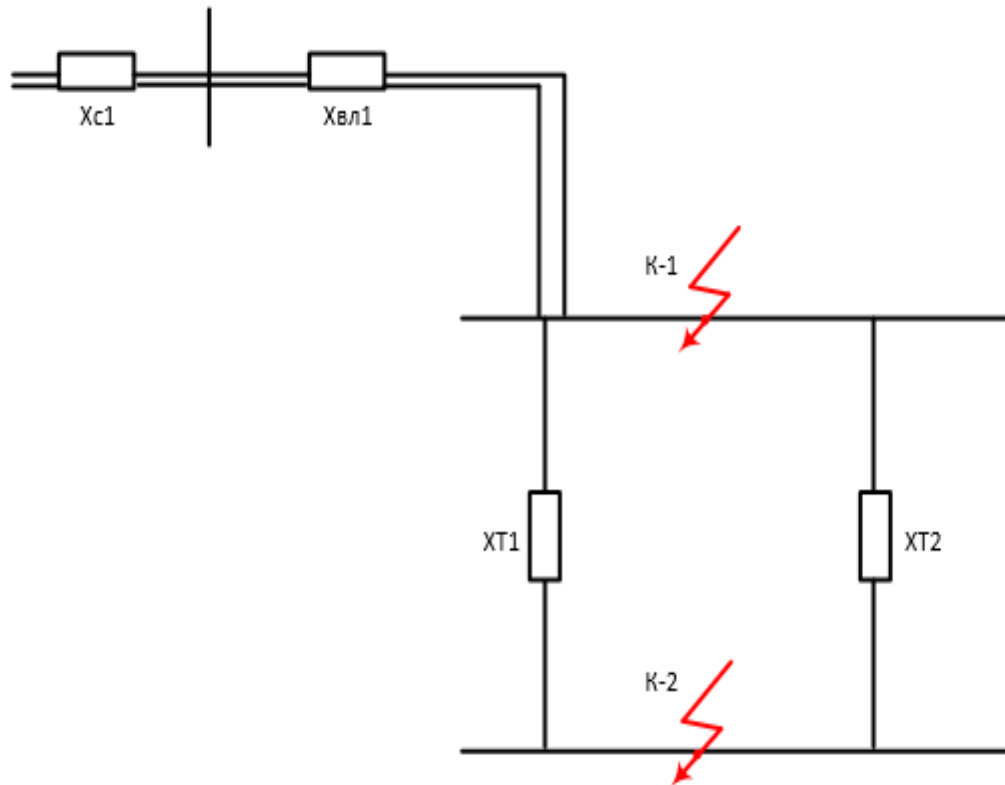


Рисунок 6 – Схема замещения

Рассчитаем параметры схемы замещения, для этого найдем сопротивление всех элементов.

Система:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности системы конечной мощности, отнесенное к базисным условиям определяется по формуле :

$$X_c = X_{2c} = \frac{S_6}{S_{K3}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times I_{K3} \times U_c} \quad (15)$$

где I_{K3} - периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ.

Рассчитаем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11,5 \cdot 37} = 0,135 \text{ о.е.}$$

Параметры линии и трансформаторов:

$$T_1 T_2 = TМН - 1600 / 35; U_{к\%} = 6,5$$

$$L = 3,3 \text{ км}; X_0 = 0,4 \text{ Ом / км}; \text{ марка провода} - АС / 50$$

Линия:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле :

$$X_{л*} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_0}{U_{cp}^2} \quad (16)$$

где X_0 - сопротивление линии , Ом/км;

L - длина линии, км;

U_{cp} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Рассчитаем сопротивление линии:

$$X_{л*1} = 0,4 \cdot 3,3 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,096 \text{ о.е}$$

Трансформаторы:

Сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяются по формуле:

$$X_{T^*} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (17)$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов:

$$X_{T^*} = \frac{1}{2} \cdot \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 2,03 \text{ o.e}$$

Эквивалентировав схему замещения, получим первое преобразование:

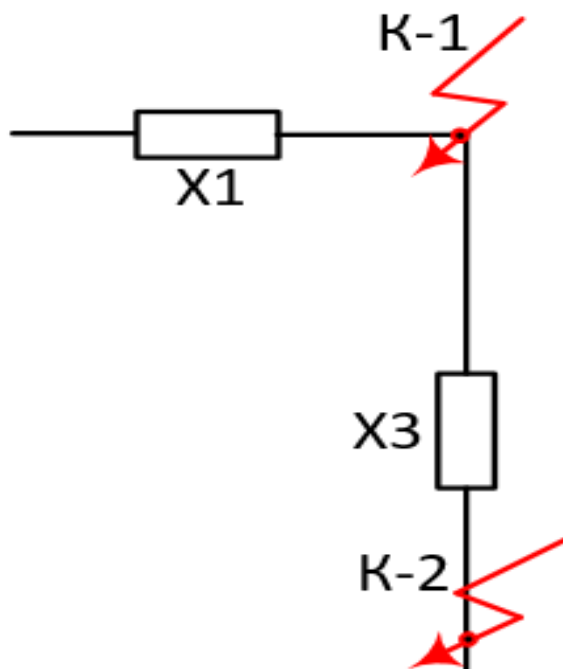


Рисунок 7 – Результат первого преобразования схемы замещения

На основании эквивалентирования расчеты представлены ниже:

$$X_1 = X_c + X_{л*1} \quad (18)$$

$$X_1 = 0,135 + 0,096 = 0,231$$

$$X_3 = \frac{X_{T1} \times X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} \quad (19)$$

$$X_3 = \frac{2,03 \times 2,03}{2,03 + 2,03} = 1,01$$

Базисные токи определяются по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{cp}} \quad (20)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Токи трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1} = \frac{1}{X_1} \times I_6 \quad (21)$$

$$I_{K1} = \frac{1}{0,231} \times 1,56 = 6,75 \text{ кА}$$

Эквивалентировав схему замещения, получим второе преобразование:

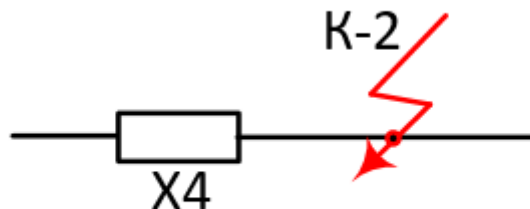


Рисунок 8 – Результат 2 преобразования схемы замещения

На основании эквивалентирования расчет представлен ниже

$$X_4 = X_1 + X_3 \quad (22)$$

$$X_4 = 0,231 + 1,01 = 1,241$$

Базисный ток будет равен:

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 6,2} = 9,31 \text{ кА}$$

Токи трехфазного КЗ в точке К2:

$$I_{к2} = \frac{1}{X_4} \times I_{б2} \quad (23)$$

$$I_{к2} = \frac{1}{1,241} \times 9,31 = 7,5 \text{ кА}$$

4.1 Расчет ударного тока

Определение этих величин необходимо для дальнейшей проверки в/в оборудования на термическую и электродинамическую устойчивость токов КЗ.

После начала короткого замыкания через 0,01 секунду возникает ударный ток ($i_{уд}$) и является результатом наложения периодической и апериодической составляющих тока КЗ. В несколько раз больше устанавливается ток короткого замыкания, который приводит к различным механическим повреждениям (поломки шин, изоляторов).

Ударный коэффициент изменяется в пределах $2 > K_u > 1$, при изменении постоянной времени $\tau > T_a > 0$. Чем меньше T_a , тем быстрее затухает апериодическая составляющая и в результате этого уменьшается ударный коэффициент. В высоковольтных сетях (35 кВ и выше) апериодическая

составляющая исчезает через 0.1...0.3 с, а в сетях низкого напряжения она практически незаметна.

Ударный ток найдем по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times K_{уд} \times I_{к} \quad (24)$$

Полагаясь на электротехнический справочник для точки К1 среднее значение примем равным $K_{уд} = 1,608$, а для точки К2 среднее значение будет равно $K_{уд} = 1,369$.

Рассчитаем ударный ток в точке К1:

$$I_{удк1} = 1,41 \times 6,75 \times 1,608 = 15,3 \text{ Ка}$$

Ударный ток в точке К2:

$$I_{удк2} = 1,41 \times 7,5 \times 1,369 = 14,47 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу:

Таблица 5 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Токи КЗ	Место точки КЗ	$I_{кз}, \text{кА}$	$I_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4
К ₁	Сб.шин 35 кВ	6,75	15,3
К ₂	Сб. шин 6 кВ	7,5	14,47

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕВАЛБАЗА

5.1 Выбор и проверка выключателей на ПС

Выключатель является таким коммутационным аппаратом, который предназначен для включения и выключения тока.

Основной аппарат в электрических установках – это выключатель, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Режимы выключателя - длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холстой ход, несинхронная работа. Очень сложным, тяжелым и ответственным действием является отключение токов К.З. и включение на существующее короткое замыкание.

Требования к выключателям высокого напряжения:

1. надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
2. быстрота действия, т.е. минимальное время отключения;
3. пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
4. возможность пофазового (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
5. легкость ревизии и осмотра контактов;
6. взрывобезопасность и пожаробезопасность;
7. удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

Основными конструктивными частями выключателей являются:

Контактная система с дугогасительным устройством, токоведущей части, корпус, изоляционная конструкция и приводной механизм.

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают следующие типы выключателей:

- масляные баковые (масляные многообъемные) – МКП, У, С-35;
- маломасляные (масляные малообъемные) ВК, ВМП, ВМГ, ВМП, МГ, ВМТ;

- воздушные – ВВГ, ВВБ, ВВН, ВВБ;
- элегазовые – ВГТ, ВЭБ, ВГБМ, ВГБ;
- вакуумные – ВВТЭ, ВВК, ВВЭ;
- выключатели нагрузки – ВН-16, ВН-17.

К особой группе относятся выключатели нагрузки, рассчитанные на отключение токов нормального режима.

По роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств.

Выбор выключателей производится по важнейшим параметрам:

1. по напряжению ($U_{сети} \leq U_{н.в}$)
2. по току ($I_{max} \leq I_{ном}$)
3. по термической стойкости ($V_k \text{ расч} \leq V_k \text{ доп}$)
4. по электродинамической стойкости ($i_{уд} \leq i_{дин.р}$)

Первым действием выключатели проверяют на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк,ном} \geq I_{n,\tau} \quad (25)$$

Потом проверяется вероятность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{А.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл}}{100} \geq i_{ат} \quad (26)$$

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

$I_{отк.ном}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя ;

$i_{a,ном}$ – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

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

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

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{з, min} + t_{с, в}, \quad (27)$$

где $t_{з, min}$ – минимальное время действия релейной защиты ;

$t_{с, в}$ – собственное время отключения выключателя;

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{вкл} \quad (28)$$

$$I_{n,0} \leq I_{вкл} \quad (29)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя ;

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

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения;

$I_{но}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n,0} \leq I_{дин} \quad (30)$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (31)$$

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

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (32)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (33)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,065$ с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$B_k = 6,75^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 3,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем элегазовый баковый выключатель серии ВГБЭ – 35 – 630 /12,5.



Рисунок 9 – ВГБЭ – 35 – 630 /12,5 [3]

Выключатель представляет собой комплексный аппарат, состоящий из собственно выключателя, привода и шести вводов со встроенными трансформаторами тока. Собственно, выключатель состоит из металлического заземленного бака, внутри которого расположены неподвижные и подвижные контакты, а также дугогасительные устройства, основанные на прогрессивном принципе гашения электрической дуги путем ее вращения в магнитном поле.

Каждая фаза выключателя имеет 4 встроенных трансформатора тока - 2 защитных и 2 измерительных, рассчитанных на весь диапазон первичных номинальных токов (от 50 до 630 А). Переключение отводов для измерения коэффициента трансформации производится без разборки выключателя.

Выключатели выпускаются в двух исполнениях:

- выключатель с электромагнитным приводом постоянного тока (типовое обозначение ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1). По заказу привод этого выключателя снабжается встроенным выпрямителем для питания включающего электромагнита от сети переменного тока, при этом обеспечивается включение на токи к.з. вплоть до 12,5 кА, в том числе и при зависимом питании без индуктивных накопителей энергии;

- выключатель с электромагнитным приводом переменного тока (типовое обозначение ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛ1). В этом приводе сочетаются качества, присущие как электромагнитному приводу постоянного тока (простота и надежность), так и пружинному приводу (автономность). Он имеет блок расцепителей (реле прямого действия), аналогичных расцепителям пружинного привода типа ПП-67: два токовых расцепителя на 5 А (либо 3 А) и один расцепитель независимого питания на 220 В (либо 110 В) переменного или постоянного тока. Привод снабжен встроенными выпрямителями для питания включающего, отключающего электромагнитов и катушки контактора.

По отдельному заказу на партию выключателей может изготавливаться пружинная приставка к приводу, производящая оперативное включение при отсутствии электропитания вторичных цепей.

Выключатель снабжен электроконтактным сигнализатором давления элегаза с температурной компенсацией, автоматически приводящей его показания к температуре + 20°C. Сигнализатор обеспечивает визуальный контроль за уровнем давления элегаза в выключателе и имеет две ставки, на предупредительный сигнал при понижении давления до 0,33 МПа и на отключение выключателя при падении давления ниже 0,3 МПа. Выключатель соответствует требованиям ГОСТ-687 и МЭК.

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе [20]:

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл}}{100} \quad (34)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 0,47$.

$$i_{A.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 40}{100} = 18,10 \text{ кА}$$

Найдем максимальный рабочий ток выключателя:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (35)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{1,54^2 + 0,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,029 \text{ кА} = 29 \text{ А}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (36)$$

$$B_k = 12,5^2 \cdot 3 = 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ сек}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{A,y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (37)$$

$$i_{A,y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,75 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 7,8 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице:

Таблица 6 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 29 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 35 \text{ кА}$	$I_{уд} = 15,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_{KH} = 468,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кР} = 3,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кР} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 6,75 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 6,75 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{A.НОМ} = 18,10 \text{ кА}$	$i_{A.уд} = 7,8 \text{ кА}$	$I_{A.уд} \leq i_{A.НОМ}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке [20]

5.2 Выбор и проверка разъединителей на ПС

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, и который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между

частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов к.з.;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители подразделяются:

- по числу полюсов: могут быть одно- и трехполюсными;
- по роду установки – для внутренних и наружных установок;
- по конструкции – рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа.

По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Разъединители нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отклонения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к межфазному к.з. и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Выбор разъединителей подобен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ- 35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.



Рисунок 10 – РГ- 35/630 УХЛ1 [3]

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Присоединительные размеры новых разъединителей выбраны с учетом возможности установки их на существующие опорные конструкции разъединителей серии РДЗ.

Разъединители представляют собой двухколонковые аппараты с поворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости. Разъединители состоят из главной токоведущей системы, опорно-поворотной изоляции, несущей рамы и заземлителей.

Контактные ножи разъединителей выполнены из медных шин, к которым закреплены ламели из бронзового сплава. Выводные контакты выполнены с переходными контактными роликами и герметично закрыты. Это обеспечивает стабильное контактное нажатие в течение всего срока службы и небольшие усилия оперирования на рукоятке ручного привода.

Контактирующие поверхности разъемного и выводного контактов покрыты серебром.

Разъединители комплектуются полимерными или высокопрочными фарфоровыми изоляторами.

Управление главными контактными ножами разъединителей и заземлителями может осуществляться как электродвигательными приводами ПД-14УХЛ1, так и ручными приводами ПРГ-5УХЛ1. Приводы ПРГ-5УХЛ1 комплектуются переключающими устройствами типа ПУ на базе герконов, а приводы ПД-14УХЛ1 — блоком коммутации на базе микровыключателей, и модернизированной электромагнитной блокировкой типа ЗБ-1М с электромагнитным ключом КЭЗ-1М и ключом КМ-1 для аварийного деблокирования.

Разъединители серии РГ по сравнению с выпускаемыми до настоящего времени разъединителями серии РДЗ имеют следующие преимущества:

1. Минимальные затраты на обслуживание в процессе эксплуатации:
 - контактные поверхности покрыты гальваническим оловом и серебром
 - элементы конструкции, выполненные из черного металла, имеют стойкие антикоррозийные покрытия горячим и термодиффузионным цинком
 - в основаниях поворотных колонок и скользящем контакте главного токоведущего контура применены закрытые подшипники с заложённой в них долговременной смазкой, не требующие обслуживания в течение всего срока службы.
2. Надежность контактной системы (в конструкции отсутствуют гибкие связи, применен скользящий контакт).
3. Разъединители работоспособны при гололеде до 20 мм, тогда как разъединители РДЗ допускают оперирование при толщине корки льда до 10 мм.
4. Отсутствие межколонковой тяги.
5. Отсутствие дополнительных затрат у заказчика при монтаже:

- в комплект поставки входят соединительные элементы между полюсами и между разъединителем и приводом, не требующие применения сварки
- возможность поставки разъединителя на несущей металлоконструкции
- в комплект поставки входит кронштейн для установки приводов, устанавливаемый непосредственно на железобетонную опору.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице:

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_P = 29 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$B_{KH} = 468,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 3,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{A,уд} = 7,8 \text{ кА}$	$i_{A,уд} \leq I_{СКВ}$

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

5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на ПС

Трансформатор тока – предназначен для уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Первичная обмотка ТТ включается последовательно зажимами Л1 Л2 в рассечку фазы. Нагрузка ТТ является токовой цепью измерительных приборов, которые соединяются последовательно и подключаются к зажимам U1, U2.

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление,

Поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму К.З. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастает, так как он будет теперь определяться только м.д.с. первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт.

Ввиду указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

ТТ бывают встроенные в ввод выключателя и силовых трансформаторах (ТВ, ТВТ), шинными 9ТШЛ), внутренней или наружной установки с фарфоровой (ТФЗН) или эпоксидной (ТПЛ, ТВН) изоляцией.

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током $I_{1ном}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40 000 А) и номинальным вторичным током $I_{2ном}$, который принят равным 1 или 5 А. Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (38)$$

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 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (39)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРИБ}$.

На стороне ВН выберем трансформатор тока TG145-35У1.



Рисунок 11 – TG145-35У1 [3]

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока представлен в таблице:

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока найдем по формуле:

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} \quad (40)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}$$

Найдем сечение провода согласно формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (41)$$

где l – длина соединительного кабеля ($l = 160 \text{ м}$);

ρ - удельное сопротивление материала (алюминий), равное 0,028

Выбираем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

Определим сопротивление провода по формуле [14]:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (42)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 \approx R_2 = 5,5 + 1,132 + 0,1 = 6,735 \text{ Ом} \quad (43)$$

$$Z_2 \approx R_2 = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице:

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 29 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{эл.д}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 15,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{эл.д}}$
$В_{\text{кном}} = 468,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} = 3,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{кном}} \geq В_{\text{к}}$

Как видно из результатов трансформаторов тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке [20]

5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на ПС

В измерительных цепях трансформатор напряжения используется для расширения пределов измерения по напряжению (т.е для преобразования высокого напряжения в стандартную величину 100В или 100/ 3 В) и изоляции измерительных цепей и цепей РЗ от сети высокого напряжения.

Первичная обмотка ТН может включиться на линейное или фазное напряжение сети, нагрузкой ТН является цепи напряжения измерительных приборов, которые соединяют между собой параллельно и подключают к зажимам вторичной обмотки ТН (чем больше нагрузка ТН, тем более в низком классе точности работает).

Трансформаторы напряжения бывают однофазными и трехфазными с масляной и литой изоляцией – НОМ, ЗНОМ, НОЛ, ЗНОЛ, НТМИ, НКФ, НДЕ.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки ($U_{н.сети} \leq U_{н.тн}$);
- по конструкции и схеме соединения (звезда, открытый треугольник, разомкнутый);
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ} \quad (44)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

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 типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи S_2 расч.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Измерительные трансформаторы как приборы высокого напряжения устанавливаются в закрытых и открытых распределительных устройствах. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. [14]

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 10:

Таблица 10 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
1	2
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 35 УХЛ1.



Рисунок 12 – НАМИ – 35 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице:

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Активная мощность, Вт	Реактивная мощность, Вар
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3020	1	4	0
Варметр	СР3020	5	12	5,5
Ваттметр	СР3020	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	5	75	183
Счетчик АР	Меркурий 230ART2-03	5	75	183
Сумма:			178	377

Найдем потребляемую мощность трансформатора напряжения по формуле:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (45)$$

$$S = \sqrt{178^2 + 377^2} = 455,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице:

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

1	2	3
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_P = 455,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

5.5 Выбор КРУ на подстанции Перевалбаза

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — сложная электрическая установка, служащая для приёма и распределения электрической энергии.

Распределительное устройство состоит из набора коммутационных аппаратов, соединительных и сборных шин, средств учёта, измерения и вспомогательных устройств РЗА(устройства релейной защиты и автоматики).

Комплектные распределительные устройства используются для внутренней и для наружной установки (тогда сокращенно они называются КРУН). КРУ используются там, где необходимо компактное размещение распределительного устройства. В частности, КРУ применяют на городских станциях, электрических подстанциях, для питания объектов нефтегазовой индустрии (буровые установки, газо- и нефтепроводы), для снабжения током электричеством судов.

Если сдержимое КРУ заключено в оболочку, заполненную элегазом, то РУ сокращённо обозначают КРУЭ. Элегаз — это специальный электротехнический газ, представляющий собой шестифтористую серу(SF_6). Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

Тип исполнения камер КРУ определяется номинальными параметрами входящей в них аппаратуры и схемой главных цепей. По согласованию с заводом-изготовителем допускается изготовление шкафов КРУ по схемам заказчика.

Как правило, шкаф КРУ разделён на 4 основных отсека: 3 высоковольтных - кабельный отсек (ввода или линии), отсек выключателя и отсек сборных шин; и 1 низковольтный - релейный шкаф.

В отсеке выключателя располагается силовой выключатель или другое высоковольтное оборудование (разъединительные контакты, предохранители, ТН). Чаще всего в КРУ это оборудование размещается на выкатном или выдвижном элементе.

В отсеке сборных шин располагаются силовые шины, соединяющие шкафы секции РУ.

Отсек ввода служит для размещения кабельной разделки, измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ОПН.

Выберем КРУ-К-63.

Комплектное распределительное устройство (КРУ К-63) предназначено для установки в ЗРУ, как и многие устройства. Предназначено для работы в электрических установках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц, напряжением 6-10 кВ для системы с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.



Рисунок 13 – КРУ-К-63.

5.6 Выбор выключателей в КРУ

Для установки в КРУ выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/300.

Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL гарантируют высокую надежность эксплуатации объектов энергосистемы трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6...20 кВ с изолированной и заземленной нейтралью при нормальном и аварийном режимах работы сети.

Применение выключателей ВВ/TEL позволяет эффективно решить комплекс задач, связанных с электроснабжением потребителей, расширить возможности присоединения, повысить качество эксплуатации РУ и сократить объем работ по его обслуживанию.

Определим максимальный рабочий ток выключателя:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 134 \text{ A}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ.:

$$B_{\kappa} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$B_{\kappa} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$$

$$B_{\kappa} = 7,5^2 \cdot (1 + 0,01) = 56,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ

$$i_{\text{А.уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{\text{А.уд}} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{-\frac{1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА}$$

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ} \cdot \beta_H}{100}$$

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13:

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных

каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_{PМАХ} = 134 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 32 \text{ кА}$	$I_{УД} = 14,47 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq i_{СКВ}$
$B_{КН} = 156 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} = 56,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$
$I_{ОТКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_{A.НОМ} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{A.уд} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{A.уд} \leq i_{A.НОМ}$
$I_{ВКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$

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

5.7 Выбор трансформатора тока в КРУ

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-6- I-1-0,5.

Трансформаторы ТОЛ-6 предназначены для снижения значения токов высокого напряжения, протекающих в мощных электрических цепях. С помощью подобных электротехнических агрегатов обеспечивается удобный и оперативный контроль за параметрами мощности, которая реализуется в линиях электропередач, причем в качестве регистрирующего прибора может использоваться обычный амперметр.

Состав приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведен в таблице 14:

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3020	4	-	4
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	-	4,5
ИТОГО		8,5	-	8,5

Суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока определяется по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} \quad (46)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}$$

Найдем сопротивление проводов согласно формуле:

$$R_{\text{ПР}} = R_{2,\text{ДОП}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}} \quad (47)$$

где $R_{2,\text{ДОП}}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока;

R_K - сопротивление контактов ($R_K = 0,05 \text{ Ом}$).

$$R_{\text{ПР}} = \frac{20}{5} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (48)$$

где l – длина соединительного кабеля ($l = 40 \text{ м}$);

ρ - удельное сопротивление материала кабеля (алюминий);

В результате получим:

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение кабеля $2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (49)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 \approx R_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Термическая стойкость:

$$B_{терм} = I_{терм.ном}^2 \cdot t_{терм} \quad (50)$$

$$B_{терм} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 295 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,67 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{ЭЛ.Д} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,47 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ЭЛ.Д}$
$B_{кном} = 156,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 43,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока в КРУ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.8 Выбор трансформатора напряжения в КРУ

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-У2.



Рисунок 14 – НАМИ-6-95-У2.

Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 16:

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4
Вольтметр	СВ3020	2	8
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 236 ART	9	72
Сумма			80

Сопоставление каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 17:

Таблица 17 – каталожные и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

1	2	3
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 80 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Из результатов видно, что трансформатор напряжения соответствует условиям выбора и принимается к установке.

5.9 Выбор шинных конструкций на ПС

Основное электрооборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители, ТТ, ТН) соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электроустановки с общим названием шины.

По назначению шины делятся на сборные и соединительные.

По конструкции жесткие, гибкие, пофазноэкранированные, шинные мосты.

Жесткие шины применяются в РУ с ограниченным объемом – ЗРУ, КРУ, КРУН, ГРУ выполняются в виде полос прямоугольного сечения (алюминиевые или медные), полосы крепятся на фарфоровых опорных изоляторах. При больших токах могут выполняться пакетом из 2-3-х полос, а также шины коробчатого сечения (из двух швеллеров). Шина может находиться на изоляторе плашмя или на ребро. Изоляторы могут располагаться вертикально, горизонтально или в вершинах равностороннего или прямоугольного треугольника.

Гибкие шины применяются в основном в ОРУ, выполняются проводом АС и крепятся посредством гирлянд подвесных изоляторов к линейным и шинным порталам.

Комплектный пофазно экранированный тока провод этот вид применяется для соединения генератора с трансформатором в блоке, состоит

из заземленных кожухов, в которых на изоляторах, как на распорках располагаются шины, тока провод выполнен под определенный тип генератора и комплектуется ТТ, ТН.

Шинный мост на стойках устанавливается перекладина, к которой посредством опорных изоляторов крепится шина, применяется в цепях сложной конфигурацией.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \quad (51)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – для алюминиевых шин и кабелей $C = 91$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{3,8 \cdot 10^6}}{91} = 21,4$$

Наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен 295 А. Выбираем алюминиевую шину с сечением 40×5 мм (S ш = 200 мм) с I доп = 540 А > I p.max = 295 А.

Собственная частота колебаний шины определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{173,2}{l} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (52)$$

где q –поперечное сечение шины.

Момент инерции шины найдем по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (53)$$

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

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \quad (54)$$

где $i_{уд}^2$ –ударный ток на шине;

a - расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \frac{1117^2}{0,13} \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} = 95,8 \text{ Н / м}$$

Определим напряжение в материале шины:

$$\sigma = \frac{M}{W} \quad (55)$$

где M- изгибающий момент;

W- момент сопротивления шины.

Найдем изгибающий момент по формуле:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (56)$$

$$M = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н / м}$$

Момент сопротивления шины:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (57)$$

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

Тогда напряжение в материале шины будет равно:

$$\sigma = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}}=85 \text{ МПа} > \sigma=16,17 \text{ МПа}$ и таким образом, алюминиевые шины с сечением $40 \times 5 \text{ мм}$ удовлетворяют условию и могут быть приняты к установке.

5.10 Выбор изоляторов на ПС

Изолятор — электротехническое устройство, предназначенное для электрической изоляции и механического крепления электроустановок или их отдельных частей, проводов, шин, воздушных линий связи и проводного вещания, находящихся под разными электрическими потенциалами. Изоляторы бывают опорными и проходными.

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора. Для повышения рабочего (разрядного) напряжения изолятора на его боковой поверхности предусматриваются рёбра, увеличивающие длину пути утечки.

Проходной изолятор предназначен для прохода токоведущих элементов через стенку, имеющую другой электрический потенциал. Проходной изолятор с токопроводом содержит токоведущий элемент, механически соединенный с изоляционной частью.

На подстанцию Перевалбаза выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3,75 УХЛ.



Рисунок 15 – ИОР-6-3,75 УХЛ.

Допустимая сила на изгиб:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб :

$$F_u = f \cdot l \cdot K_h \quad (58)$$

где K_h - поправочный коэффициент на высоту шины.

Поправка на высоту прямоугольных шин находится по формуле:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + c + h / 2}{H_{\text{из}}} ; \quad (59)$$

$$K_h = \frac{120 + 4 + 40 / 2}{120} = 1,2$$

$$F_u = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46 \text{ Н}$$

$$\text{Проверка: } F_u = 172,46 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 2250 \text{ Н}$$

Таким образом, изоляторы ИОР-6-3,75 УХЛ проходят по механической прочности. Выбранные изоляторы удовлетворяют условию и может быть приняты к установке.

5.11 Выбор ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Чтобы определить расчетную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.с} \quad (60)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ}$$

Выбор ОПН осуществляется по допустимому рабочему напряжению:

$$U_{доп.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} \quad (61)$$

$$U_{доп.н.р.} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

где K_B - коэффициент учитывающий увеличение величины допустимого напряжения.

Выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПН-П1- /35/40,5/10/3УХЛ1.



Рисунок 16 – ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1.

Поглощаемая ОПН энергия находится по формуле:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot (K \cdot 0,82 \cdot U_{нр})^2 - (1,77 \cdot U_{нд})^2 \quad (62)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи;

K - кратность напряжений;

$U_{нр}$ - наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{нд}$ - наибольшее дополнительное напряжение сети.

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 2 \cdot (K \cdot 0,82 \cdot 42)^2 - (1,77 \cdot 35,7)^2 = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (63)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28,95}{35} = 0,827 \text{ кДж / кВ.}$$

Удельная поглощаемая энергия для ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 равна 0,827 кДж/кВ.

Параметры выбранных ОПН представлены в таблице 18:

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{нро} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 8,065 \text{ кА}$	$I_{вб} \geq I_{кз}$
$\mathcal{E}_{опн} = 1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E} = 0,827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{опн} \geq \mathcal{E}$

Выбранный ОПН удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

6 РАСЧЕТ ОСВЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Для возможности эксплуатации электрооборудования в темное время суток и возможности оперативных переключений на территории подстанции, произведем расчет общего прожекторного освещения.

Сначала задаемся минимальной освещенностью территории ОРУ на следующем уровне:

$$E_{\min} = 10 \text{лк}$$

Определяем площадь подстанции:

$$S_{\text{п.ст.}} = a \cdot b \tag{64}$$

где a – длина;

b – ширина.

$$S_{\text{п.ст.}} = 30 \cdot 40 = 1200 \text{ м}^2$$

Определяем суммарный световой поток $\Sigma \Phi_{\text{лм}}$ для обеспечения необходимой освещенности:

$$\Sigma \Phi = E_{\min} \cdot S_{\text{п.ст.}} \cdot K_3 \cdot K_{\text{п}} \tag{65}$$

где K_3 – коэффициент запаса;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент потерь;

$$\Sigma \Phi = 10 \cdot 1,5 \cdot 1,3 \cdot 1200 = 23400 \text{ лм}$$

Принимаем прожектор заливающего света ПЗС – 45 с дуговой ртутной лампой ДРЛ – 700.



Рисунок 17 – прожектор ПЗС – 45

Известные параметры: $P_{л} = 700$ Вт; $\Phi_{л} = 35000$ лм; КПД прожектора $\Sigma_{пр} = 0,27$.

Определяем необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{прож}} = \frac{\Sigma \Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta_{\text{прож}}} \quad (66)$$

$$N_{\text{прож}} = \frac{23400}{35000 \cdot 0,27} = 2,5 \text{ шт} \approx 3$$

Принимаем к установке 3 прожектора и устанавливаем их на линейных порталах 35кВ и мачтах молниеотводов.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕВАЛБАЗА

7.1 Заземление подстанции Перевалбаза

В электроустановках различают различное, защитное и грозозащитное заземление.

К рабочему присоединяется нейтраль источника, к грозозащитному присоединяются разрядники, молниеотводы и ОПН, защитная – это преднамеренное соединение с землей всех частей электрооборудования, которые не находятся под напряжением, но могут под ним оказаться, в результате пробоя изоляции, основная цель этого заземления снизить заземления прикосновения.

Для всех видов заземления выполняется один общий заземлитель, который может быть естественным или искусственным.

Чаще всего сооружают искусственные заземлители: этот заземлитель выполняется в виде сетки из продольных и поперечных полос (выравнивающих потенциал на территории подстанции), заглубленная на 0,5 – 0,8 метров и вертикальных заземлителей пробиваем их ниже глубины промерзания.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть [23]:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (67)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

$$R \leq \frac{250}{11} = 22,07 \text{ Ом} \quad (68)$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Найдем площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_{\text{в}} = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}) \quad (69)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}} \quad (70)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$, $b_{\text{к}}$, $c_{\text{к}}$, $d_{\text{к}}$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \tag{71}$$

$$L = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м. [23]

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (72)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \quad (73)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} \quad (74)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_b \cdot l_b} \right) \quad (75)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_b / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и} \quad (76)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}} \quad (77)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

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

Расчет производится для защиты объектов подстанции 10/70, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 6 кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h \quad (78)$$

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м}$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 \quad (79)$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м}$$

Устанавливаем два молниеотвода (лист графической части).

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}} \quad (80)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (81)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна [15] :

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} \quad (82)$$

$$h_{cr12} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) \quad (83)$$

$$r_{1.1} = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right)$$

$$r_{2.1} = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{cl} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) \quad (84)$$

$$r_{cl} = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м}$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} \tag{85}$$

$$r_{c12} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м}$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии подстанции Перевалбаза изображены на 5 листе графической части ВКР [15].

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПС ПЕРЕВАЛБАЗА

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства [29]

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность,

потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

8.1 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение [29]

На подстанции Перевалбаза 35/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 1600 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

8.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}} \quad (86)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 26,39 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 146,62 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.}N} = \frac{I_{\text{ном.}N} \cdot I_{\text{н.т.т.}B}}{I_{\text{н.т.т.}П}} = \frac{I_{\text{ном.}N}}{K_{\text{тр.т.т.}N}} \quad (87)$$

где $K_{\text{тр.т.т.}N} = I_{\text{н.т.т.}П} / I_{\text{н.т.т.}B}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.т.т.}П}$, $I_{\text{н.т.т.}B}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.т.т.}BH} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{\text{тр.т.т.}HH} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{ном.втор.}BH} = \frac{26,39}{40} = 0,65 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.втор.}HH} = \frac{146,62}{120} = 1,22 \text{ A}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{тр.т.т.}N} \leq 5$$

$$I_{\text{ном.}BH} = 0,65 \text{ A, выбираем } 5 \text{ A}$$

$I_{\text{ном.НН}} = 1,22 \text{ А}$, выбираем 5А

8.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

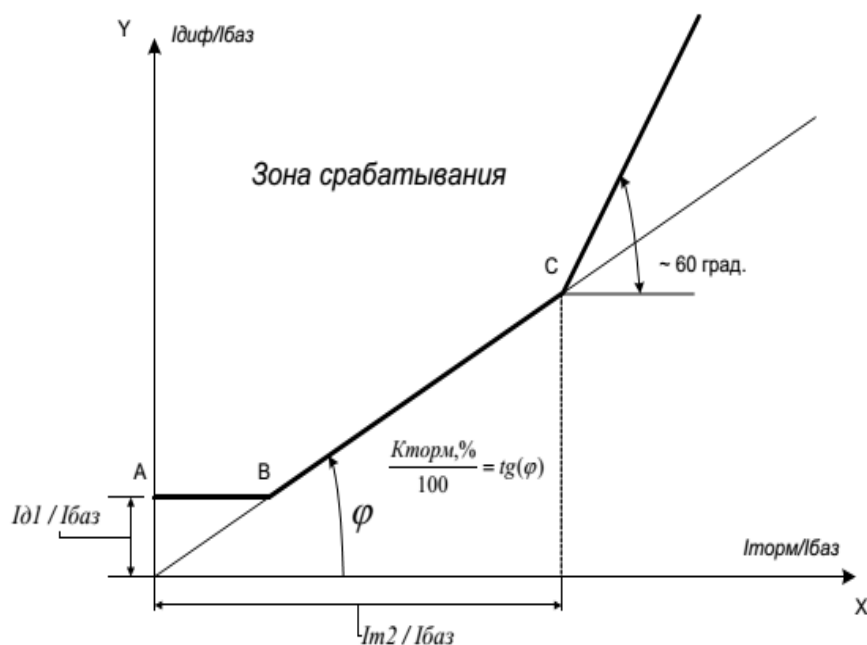


Рисунок 18 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам[29].

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (88)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \quad (89)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^* \quad (90)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^* \quad (91)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^* \quad (92)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока.

Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} \tag{93}$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (94)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

8.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}}$$

где $k_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}^*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч}^*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным 3÷4. Величина $I_{\text{расч}^*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

8.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (95)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный

коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_v – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 293,92 = 979,75 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (96)$$

где $I_{кз,мин}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{уст}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5$$

Для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 6 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для каждой схемы построения распределительной сети системы защиты и автоматических устройств имеют специфические особенности. Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления нарушения нормальной работы сети.

Расстановка устройств автоматического резервирования в городской сети следует координировать с размещением устройств автоматической частотной разгрузки, которые предусматриваются на ЦП.

Для защиты питающих и распределительных линий 6 кВ подавляющее применение находит максимальная токовая защита, выполняемая на постоянном оперативном токе. Защита, имеющая ограниченно зависимую характеристику выдержки времени, осуществляется, как правило, в двухфазном исполнении с использованием одного действия или вторичных реле индукционного типа.

8.6 Защита воздушных линий 6 кВ

Для линий в сетях напряжением 6 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение. Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках [10]. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется МТЗ с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени.

Для примера рассчитаем защиту линий Фидера 4

Коэффициент трансформации трансформатора тока $n_m = \frac{50}{5}$.

Рассчитаем токовую отсечку без выдержки времени.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)} \quad (97)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;
 $I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ.

$$I_{C.3.} = 1,1 \cdot 10,7 = 11,75 \text{ А}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{C.3.}} \quad (98)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,73}{11,75} = 0,23 \geq 2 .$$

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{C.P.} = k_{CX} \frac{I_{C.3.}}{n_T} \quad (99)$$

Выдержка времени ТО:

$$t_{C.3.} \approx 0,5 \text{ с} .$$

$$I_{C.P.} = 1 \cdot \frac{11750}{10} = 1075 \text{ А.}$$

8.7 Автоматика на подстанции Перевалбаза

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической

устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;

- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

8.8 Сигнализация на подстанции Перевалбаза

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

9 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Расчет примерной сметной стоимости проектирования подстанции 35/6кВ «Перевалбаза»

В состав сметной стоимости проектирования входят затраты на приобретение оборудования, его монтаж.

Произведем расчет затрат на приобретение оборудования.

Таблица 13 – Оборудование необходимое для проекта

Наименования	Тип.	Кол-во.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4
Трансформатор	ТМ-4000/35	2	200
Выключатель	ВГБЭ-35	2	800
ТТ	ТЛМ-10	25	6,5
ТН	НАМИ-35	2	210
ОПН	ОПН-35	6	3,5
Разъединитель	РГП-35	5	250

Определим капиталовложения, необходимые для постройки подстанции:

$$C_{п.ст} = C_{тр-р} + C_{выкл-35} + C_{разъед} + C_{ТН-35} + C_{ОПН-35} + C_{ТТ} \quad (100)$$

где $C_{выкл}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения выключателя;

$C_{разъед}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения разъединителя;

$C_{ТН}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения ТН;

$C_{ОПН}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения ОПН;

$C_{ТТ}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения ТТ;

n – Количество оборудования.

$$C_{\text{тр-р}} = n \cdot C_0_{\text{тр-р}} \quad (101)$$

$$C_{\text{тр-р}} = 2 \cdot 200 = 400 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{выкл-35}} = n \cdot C_0_{\text{выкл-35}} \quad (102)$$

$$C_{\text{выкл-35}} = 2 \cdot 800 = 1600 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{разъед-35}} = n \cdot C_0_{\text{разъед}} \quad (103)$$

$$C_{\text{разъед-35}} = 5 \cdot 250 = 1250 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{ТН-35}} = n \cdot C_0_{\text{ТН-35}} \quad (104)$$

$$C_{\text{ТН-35}} = 2 \cdot 210 = 420 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{ОПН-35}} = n \cdot C_0_{\text{ОПН-35}} \quad (105)$$

$$C_{\text{ОПН-35}} = 6 \cdot 3,5 = 21 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{ТТ}} = n \cdot C_0_{\text{ТТ}} \quad (106)$$

$$C_{\text{ТТ}} = 25 \cdot 6,5 = 162,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{п.ст}} = 400 + 1600 + 1250 + 420 + 21 + 162,5 = 3853,5 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет капиталовложений, необходимых для закупки, доставки и монтажа нового оборудования подстанции:

$$C_{\text{м.п.ст}} = C_{\text{м.тр-р}} + C_{\text{м.выкл-35}} + C_{\text{м.разъед}} + C_{\text{м.ТН-35}} + C_{\text{м.ОПН-35}} + C_{\text{м.ТТ}} \quad (107)$$

где C_M - стоимость монтажных работ

$$C_{M.тр-р} = C_{тр-р} \cdot 30\% \quad (108)$$

$$C_{M.тр-р} = 400 \cdot 0,3 = 120 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{M.выкл-35} = C_{выкл-35} \cdot 35\% \quad (109)$$

$$C_{M.выкл-35} = 1600 \cdot 0,35 = 560 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{M.разъед} = C_{разъед} \cdot 30\% \quad (110)$$

$$C_{M.разъед} = 1250 \cdot 0,3 = 375 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{M.тн-35} = C_{тн-35} \cdot 25\% \quad (111)$$

$$C_{M.тн-35} = 420 \cdot 0,25 = 105 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{M.опн-35} = C_{опн-35} \cdot 20\% \quad (112)$$

$$C_{M.опн-35} = 21 \cdot 0,2 = 4,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{M.тт} = C_{тт} \cdot 25\% \quad (113)$$

$$C_{M.тт} = 162,5 \cdot 0,25 = 40,625 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{M.п.ст} = 120 + 560 + 375 + 105 + 4,2 + 40,625 = 1204,825 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем ориентировочные вложения на подстанции:

$$K_{\text{п.ст}} = C_{\text{п.ст}} + C_{\text{м.п.ст}} \quad (114)$$

$$K_{\text{ру-220}} = 3853,5 + 1204,825 = 5058,325 \text{ тыс. руб.}$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) – это нормальное и благоприятное состояние среды, окружающее человека, при которых малая вероятность возникновения опасных факторов, причиняющих вред здоровью, жизни, имуществу.

Основная цель БЖД – защита человека в техносфере от негативных опасностей антропогенного и естественного происхождения и достижения комфортных или безопасных условий жизнедеятельности.

В выпускной квалификационной работе было проведено проектирование подстанции 35/6 кВ Перевалбаза для электроснабжения каменного карьера.

Для проектирования подстанции и электроснабжения каменного карьера следует рассмотреть и изучить такие разделы, как:

- безопасность (безопасность при работе на ПС)
- экологичность (влияние проектируемого объекта на окружающую среду и жизнедеятельность человека вне производства)
- чрезвычайные ситуации (пожарная безопасность, различные ЧС на объекте)

10.1 Безопасность

Безопасность при работе на подстанции:

1. Работать под поднятой крышкой трансформатора во время ревизии обмоток или переключателя ступеней напряжения разрешается только при условии, если между крышкой и баком трансформатора установлены предохранительные прокладки, надежно удерживающие выемную часть (кern) трансформатора.

2. Работать внутри бака разрешается только в том случае, если из бака полностью удалены масляные пары, выемная часть не висит над баком и внутри бака применены переносные лампы на напряжение не выше 12 В. Запрещается использовать для промывки бака и арматуры трансформатора

бензин или другие легковоспламеняющиеся вещества. Удалять остатки масла из баков и очищать их внутреннюю поверхность разрешается только при вынутой и отведенной в сторону выемной части. Зажигать огонь и курить в баке трансформатора запрещено.

3. Проезды к помещению или месту, где производится сушка, должны обеспечить беспрепятственный проезд пожарной автомашины в случае возникновения пожара.

4. Помещение, в котором будет производиться сушка трансформатора и трансформаторного масла, должно быть обеспечено вентиляцией, телефоном, водоснабжением и противопожарными средствами.

5. В помещениях, предназначенных для сушки, запрещается находиться посторонним лицам, разводить открытый огонь или курить. хранить бочки с трансформаторным маслом или другими горючими материалами, применять войлок, древесные стружки или паклю для теплоизоляции трубопроводов, емкостей и кожухов.

6. До начала сушки трансформаторов электрическим током корпуса, трубопроводы и баки трансформаторов должны быть заземлены. При сушке силовых трансформаторов необходимо место работы оградить. Во всех опасных местах необходимо вывесить знаки безопасности. Все электро-воздуходувки и другие нагревательные приборы и аппараты должны иметь приспособление, не пропускающее искры.

7. Производить сварочные работы или пайку в помещении, в котором работает маслоочистительная аппаратура, запрещается.

8. Установка маслоочистительной аппаратуры на монтажной площадке должна позволять обслуживающему персоналу свободный подход к аппаратуре со всех сторон. Расстояние между стенами и оборудованием до аппаратуры должно быть не менее 0,75 м с трех сторон, а со стороны управления - не менее 1,5 метров.

9. Установку и крепление радиаторов, расширительного бака, выводов в фарфоровых маслonaполненных изоляторах и других деталей трансформатора

разрешается производить только с помощью грузоподъемных механизмов. Перед тем как производить измерение сопротивления изоляции обмоток, необходимо отключить питание намагничивающей и рабочих обмоток, соединенных в схему нулевой последовательности и т.д.

10.2 Экологичность

Согласно санитарным правилам СанПиН № 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» и СанПиН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» не требуется защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными ЛЭП переменного тока промышленной частоты напряжением 6 и 0,38 кВ.

Воздействие шума на физическое состояние человека оказывает сильное влияние, оно может быть различным: как легкое раздражение, так и очень серьёзное заболевание всех внутренних органов, систем. Больше всего от шума страдает слух человека. Повышенный уровень шума негативно сказывается на нервной и сердечно-сосудистой системе, в результате чего человек ощущает недомогание, быструю утомляемость, раздражительность, агрессивность и даже может беспокоить бессонница. Под влиянием шума наблюдаются такие функциональные изменения организма, как: изменение работоспособности мозга и активности центральной нервной системы, патология щитовидной железы и нарушение коры надпочечников, повышенное кровяное давление.

Шум трансформаторов происходит от вентиляторов системы охлаждения и вибрации активной части. Так же огромное воздействие на шум трансформаторов оказывают резонансные явления, которые образуются в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора вызвана электромагнитными и магнитострикционными силами в магнитной системе, динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная

составляющая вибрации.

Источник шума у трансформаторов - это обмотка, в которой вибрируют проводники под действием сил взаимного притяжения во время протекания в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхности являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и классу напряжения.

10.2.1 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для трансформаторной подстанции «Перевалбаза»

На открытом воздухе на территории ПС Перевалбаза установлены 2 трансформатора типа ТМН-1600/35, для них заданы следующие данные, представленные в таблице 14:

Таблица 14 – Исходные данные

Кол-во транс-ов	Система охлаждения	S, МВА	U _{ном} , кВ	Тип территории
1	2	3	4	5
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла	1,6	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия необходимо определить уровень звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой

застройки» определим допустимый уровень шума, при этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Таким образом, допустимый уровень шума составляет: 45 дБА

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 1).

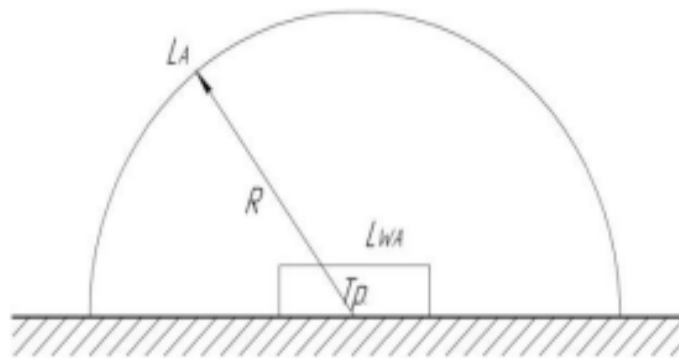


Рисунок 19 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение[2]:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (115)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2;$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (116)$$

$$\text{где } S = \pi R^2; \quad (117)$$

Пусть на ПС расположены 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 2. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

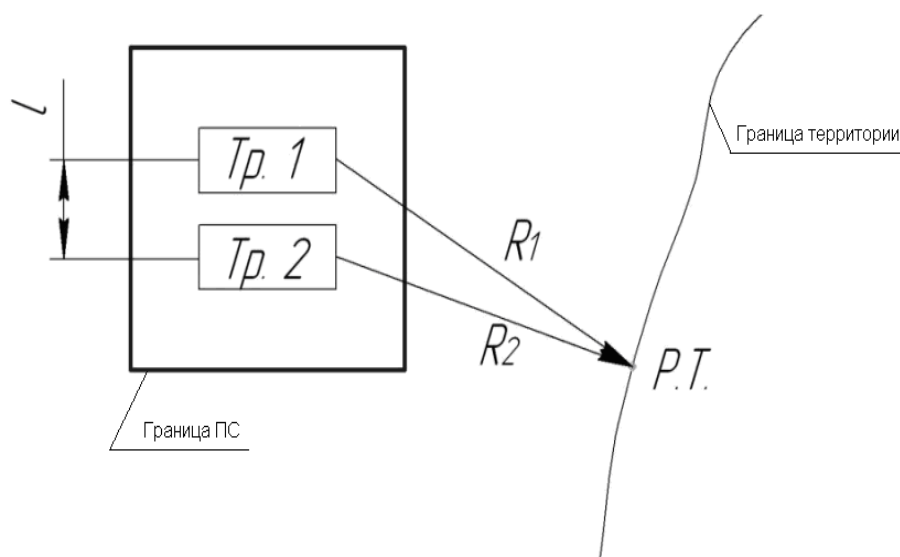


Рисунок 20 – Схема расположения РС относительно жилой застройки

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} ; \quad (118)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

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

Исходя из принятых допущений выражение (8) можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} ; \quad (119)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на РС до границы прилегающей территории[2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{LA})}}{2\pi}}; \quad (120)$$

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет (при $S_{\text{ном}} = 1,6$ МВА, $U_{\text{ном}} = 25$ кВ):

$$L_{PA} = 81 \text{ дБА};$$

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 81} = 84 \text{ дБА};$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-45)}}{2\pi}} = 35,6 \text{ м};$$

Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС Перевалбаза до границы жилой застройки, будет равным 35,6 метров. Следовательно, благодаря расстоянию шум от трансформаторов не принесет вред жителям [4]

10.2.2 Расчет маслоприемника под маслonaполненные трансформаторы ПС Перевалбаза

Наибольшую опасность и вред природе могут причинять трансформаторы при аварии и ремонтных работах, поскольку из трансформаторов может выливаться масло.

Для того чтобы сберечь экологию и снизить риск попадания трансформаторного масла в окружающую среду необходимо соорудить

маслоприёмники для трансформаторов.

Для расчета маслоприемника исходные данные приведены в таблице 15:

Таблица 15 – Данные для расчета маслоприемника

Наименование трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, т	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТМН-1600/35	11,89	3420	2350	4250

На ОРУ установлен маслonaполненный силовой трансформатор. Масса трансформаторного масла в трансформаторе равна М. Габариты трансформатора АхВхН. Нужно описать конструкцию маслоприемника, определить габариты маслоприемника.

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.

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 [4].

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ - 7-я редакция)

габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т.

Конструкция маслоприемника без отвода масла приведена на рисунке 3, а рисунке 4 показаны размеры для расчета длины и ширины маслоприемника.

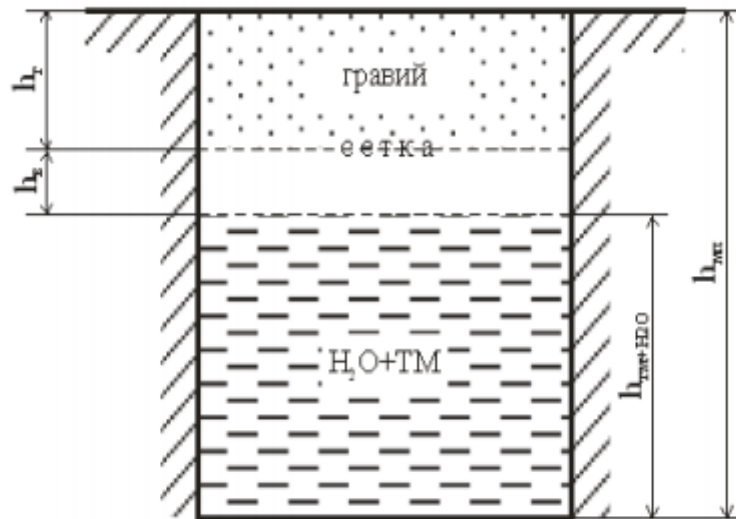


Рисунок 21 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды

Длину $A_{МП}$ и ширину $B_{МП}$ маслоприемника исходя из выше сказанного можно определить по формуле (см. рисунок 4)

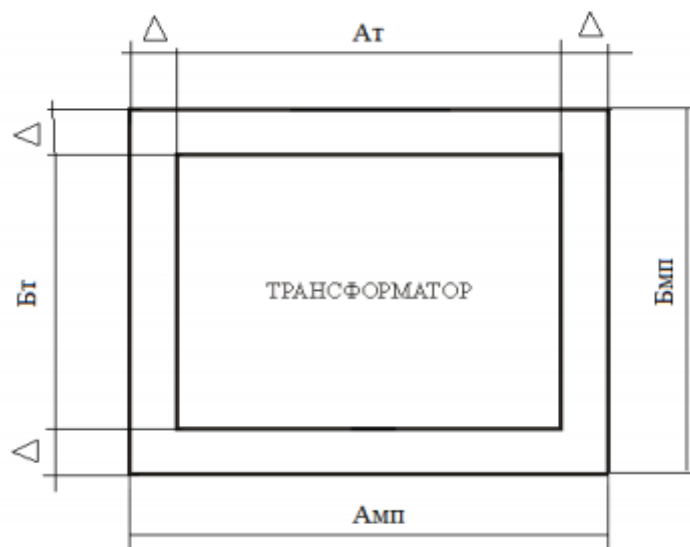


Рисунок 22 – К расчету габарита маслоприемника

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (121)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (122)$$

где A_T – длина трансформатора, м;

B_T – ширина трансформатора, м.

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (123)$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитываем по формуле:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + V_{ВОДА}; \quad (124)$$

где $V_{ТМ}$ – объем трансформаторного масла, м³;

$V_{ВОДА}$ – объем воды от средств пожаротушения, м³.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}; \quad (125)$$

где $M_{ТМ}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{ТМ}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{ТМ} = (880 - 890)$ кг/м³).

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{ВОДА} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \quad (126)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \quad (127)$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + \frac{V_{ВОДЫ}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}; \quad (128)$$

где h_B – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{ГР}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

Определяем габаритные размеры маслоприемника:

Т.к. $M_{МАСЛА} = 11,89 \text{ т} > 10 \text{ т} < 50 \text{ т}$, то $\Delta = 1,5 \text{ м}$;

$$A_{МП} = 3,42 + 2 \cdot 1,5 = 6,42 \text{ м};$$

$$B_{МП} = 2,35 + 2 \cdot 1,5 = 5,35 \text{ м};$$

Определяем площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = 6,42 \cdot 5,35 = 34,3 \text{ м}^2;$$

Определяем объем масла:

$$V_{TM} = \frac{11890}{880} = 13,5 \text{ м}^3;$$

Определяем площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 4,25 \cdot (3,42 + 2,35) = 49,045 \text{ м}^2;$$

Определяем объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{ВОДА} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (34,3 + 49,045) = 24003,36 \text{ л} = 24,003 \text{ м}^3;$$

Определяем глубину маслоприемника:

$$h_{МП} = \frac{13,5}{34,3} + \frac{24,003}{34,3} + 50 \cdot 10^{-3} + 0,25 = 1,39 \text{ м};$$

Исходя из расчетов, для данного трансформатора ТМН-2500/110 с массой трансформаторного масла равной 11890 кг, габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина будет равна 6,42 м; ширина равна 5,35; высота равна 1,39 м.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В данном разделе рассмотрим ЧС и аварии, которые могут происходить на подстанциях.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная обстановка, которая характеризуется резким нарушением установившегося процесса и оказывающая негативное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную сферу и окружающую среду.

Аварией называют, такое технологическое нарушение, в результате которого произошло какое-либо разрушение или гибель людей, (взрывы и пожары на ПС, производственных объектах и т.д.) повлекшие за собой

остановку производства больше чем на сутки.

Причины возгорания на подстанции :

1. Ошибки персонала при работе. Это происходит из-за низкой квалификации сотрудников, невнимательности или осмысленного нарушения правил. Человеческий фактор может сыграть при подаче напряжения на неисправное оборудование или при включении коммутационных агрегатов на заземленные токоведущие части.

2. Нарушение при электромонтаже или ремонте оборудования. Сюда относятся плохо протянутые контакты, заводские дефекты, некачественная регулировка приводов.

3. Дефекты в сетях релейной защиты. К ним причисляют проблемы с настройкой токовых установок, нарушение изоляции проводов, неправильную работу релейных и микропроцессорных защитных блоков.

4. Однофазное замыкание на землю в электросетях 6–35 кВ. Такое перенапряжение вызывает разрушение изоляторов и возгорание.

5. Изоляция электроустановок может быть повреждена из-за грозового или коммутационного перенапряжения в сети. Грозозащитные устройства должны находиться под постоянным контролем и функционировать правильно.

Пожаротушение трансформаторных подстанций должно производиться профессиональными спасателями по строгим инструкциям МЧС. Скорость реакции дежурного персонала предприятия и правильные действия пожарных подразделений помогут спасти объект и людей.

Правила поведения при возникновении возгорания на энергообъекте:

- Работник, который заметил возгорание на подстанции, должен немедленно сообщить об этом диспетчеру электростанции или старшему дежурному. После этого необходимо приступить к устранению пожара первичными средствами тушения, полагаясь на технику безопасности.

- В пожарную охрану диспетчер электростанции или старший дежурный обязан доложить всю информацию о произошедшем пожаре, так же

необходимо уведомить руководство станции и диспетчера энергосистемы о случившемся.

- Дежурный по смене должен предотвратить где произошло возгорание, рассчитать движение пламени и установить степень угрозы.

- При необходимости, старший по смене, включает автоматическую установку пожаротушения, если она не сработала самостоятельно.

- Весь персонал должен быть эвакуирован из здания на улицу или же расположен в безопасных помещениях.

- Помещение и все оборудование по возможности должно быть отключено до прибытия МЧС. Выполнение таких требований только с разрешения начальника смены или вышестоящего руководства.

- Ответственные люди обязаны начинать тушение самостоятельно с помощью огнетушителей и других первичных средств.

- Старший по смене выбирает человека, который сможет встретить и проводить спасателей к месту возгорания или показать быстрый и краткий путь к нему.[26]

Первичные средства пожаротушения:

Успешная локализации и ликвидации пожара в момент его возникновения зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основные огнегасительные средства и вещества - это вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для тушения небольших очагов возгорания кабелей применяют песок, а для электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, краски и т.д. Песок хранят в ящиках вместе с лопатой. Ящики с песком ставят у трансформаторов и баковых масляных выключателей на ОРУ. Их вместимость составляет 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

При устранении пожаров используют такие огнегасительные вещества, которые могут поступать в очаг горения стационарными и передвижными установками пожаротушения, а также благодаря различным огнегасительным

веществам. В зависимости от огнегасительных веществ различают жидкостные, пенные, газовые и порошковые огнетушители.

Жидкостные и пенные огнетушители состоят из металлического баллона, заполненного щелочной жидкостью, внутри которой находится стеклянная или полиэтиленовая трубка (стакан), она заполнена серной кислотой. Длина струи пены составляет от 8 м до 12 метров. По времени огнетушитель действует примерно 60 секунд. Одно из главных преимуществ пенных огнетушителей является то, что пена гасит много горящих веществ, в том числе горящие жидкости (масла, керосин, бензин, нефть). В настоящее время очень распространились ручные пенно-химические огнетушители ОПХ-5.

Углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8 применяются для тушения электроустановок и приборов, находящихся под током, а также многих твёрдых и жидких горючих веществ. Он состоит из металлического баллона, в котором под давлением 170 кг/см^2 находится жидкая углекислота, вентиля с сифонной трубкой и раструба. Продолжительность действия углекислотных огнетушителей – от 25 до 60 секунд, длина поливной струи составляет от 1,5 до 3,5 метров. [26]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было произведено проектирование подстанции Перевалбаза напряжением 35/6 кВ для электроснабжения каменного карьера.

В ходе выполнения работы были решены задачи, представленные ниже:

- разработана главная схема подстанция;
- выполнен выбор и проверка оборудования подстанции;
- произведен расчет токов короткого замыкания;
- произвести расчет молниезащиты и заземления подстанции;
- рассчитаны уставки срабатывания устройств релейной защиты;
- произведен экономический расчет;
- изучены вопросы безопасности и экологичности проекта, рассчитаны параметры маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: издательство АмГУ, 2014. – 101 с.
- 3 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др. – М.: Высш. шк., 2013. – 383 с.
- 4 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Гугл карта с. Николаевка [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://yandex.ru/maps/?ll=128.241326%2C50.256273&mode=search&sctx=2C0.466426&text=пс%20николаевка%20бурейск&z=10.25>. / дата обращения 20.03.2021.
- 7 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 8 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский и др. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 963 с.
- 9 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 10 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 11 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

12 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

13 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

14 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2011. - 608 с.

15 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

16 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

17 Общее описание экскаваторов серии ЭКГ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://zsm-miass.ru/stroitelstvo/ekg-4u-tehnicheskie-harakteristiki.html/> дата обращения 10.03.2021.

18 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

19 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

20 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 648 с.

21 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

22 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001

23 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

24 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

25 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

26 Тушение пожаров на подстанциях [Электронный ресурс]: – Режим доступа:<https://opozhare.ru/vidy/tushenie-pozharov-na-podstantsiyah/> дата обращения 9.04.2021.

27 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

28 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

29 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Санкт-Петербург: ПЭИПК Минэнерго, 2003. - 349 с.

30 Экскаваторы ЭКГ и БурСтанок СБШ [Электронный ресурс]: – Режим доступа:<https://yandex.ru/images/search?text=картинки%20экскаваторов&stype=image&lr=77&source=wiz/> дата обращения 18.04.2021.