

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

Факультет энергетический

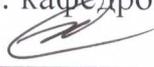
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 29 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ для электроснабжения Малмыжского месторождения

Исполнитель
студент группы 642-об1(П)

 22.06.2020
подпись, дата

И.Ю. Третьяков

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 22.06.2020
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по безопасности и экологичности,
канд.техн.наук

 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 29.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Туретельнова Ивана Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ для электроснабжения Машиностроительского мотопредприятия
(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-Ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

22.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:

Схема сети Хабаровского края, мощности трансформаторов

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

Определение расчетных мощностей, выбор основного электрического оборудования, расчет уставок релейной защиты

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

1. Ориентировочная схема расширяемой сети, 2. Тех. КЗ и выбор оборудования, 3. Ориентировочная схема, 4. План подстанции.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

Безопасность и экологичность; Буланов А.Б., доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания

24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Буланов А.И., доцент, канд. техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

24.03.2020

(подпись студента)



РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 100 страниц, 15 рисунков, 20 таблиц, 77 формул, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ

В работе произведено проектирование подстанции 110/10 кВ для Малмыжского месторождения в Хабаровском крае. В соответствии с заявкой заказчика выбран оптимальный вариант схемы подстанции и марка трансформатора. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты, оценена безопасность и экологичность проекта.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ВЛ – воздушная линия

РЗА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

СН – собственные нужды

ВЧ – высокочастотная связь

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

ПУМ – перенапряжение прямого удара

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая характеристика района	9
1.2 Климатическая характеристика района	9
2 Определение расчётных мощностей	11
2.1 Характеристика потребителя	11
2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	12
2.2 Выбор главной схемы станции	13
2.3 Расчёт линейных объектов	15
3 Расчет токов короткого замыкания	18
4 Выбор основного электрического оборудования	25
4.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	25
4.2 Выбор и проверка выключателей	25
4.3 Выбор и проверка разъединителей	28
4.4 Выбор ячеек КРУ	29
4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	32
4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	35
4.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов	37
4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	44
4.9 Выбор ограничителей перенапряжения	46
4.10 Выбор аккумуляторных батарей	51
4.11 Выбор высокочастотных заградителей	54
5 Релейная защита и автоматика, сигнализация	56
5.1 Выбор системы оперативного тока	58
5.2 Расстановка средств релейной защиты	60
5.3 Релейная защита силового трансформатора ПС Стройплощадка	62
5.3.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора	62
5.3.2 Максимальная токовая защита трансформатора	64

5.3.3 Газовая защита трансформатора	67
5.4 Автоматика	68
5.5 Сигнализация	71
6 Защита от прямых ударов молнии	75
7 Технико – экономический расчет	78
8 Безопасность и экологичность	82
8.1 Безопасность	82
8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	82
8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	83
8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	83
8.2 Экологичность	84
8.3 Чрезвычайные ситуации	90
Заключение	95
Библиографический список	96
Приложение А – Экономический расчет в ПВК MathCad 15	98

ВВЕДЕНИЕ

Хабаровский край входит в число крупнейших по размерам административно-территориальных образований Российской Федерации, расположен в центральной части Дальнего Востока России. Граничит с регионами Дальневосточного Федерального округа, а так же с КНР.

По объёмам производства, накопленному производственному, научно-техническому, кадровому потенциалу ведущими в промышленности края являются:

- производство машин и оборудования;
- химическое производство;
- производство транспортных средств;
- производство электронного оборудования;
- металлургическое производство;
- производство готовых металлических изделий;

Численность населения края по данным на 2020 год составляет 1 315 643 человек. Хабаровский край — один из самых малонаселённых регионов России, что обусловлено, во-первых, общим экономическим упадком постсоветского времени, а во-вторых — суровостью местного климата, сравнимой с районами Крайнего Севера. Средняя плотность населения в крае 1,67 чел./км², в северных и центральных районах региона она не превышает 0,1 — 0,2 чел./км², что соответствует показателям крайнего севера. К северу от Комсомольска более-менее крупные населенные пункты практически отсутствуют. Только более южные, развитые районы заселены плотнее — от 1 до 6 чел./км². Численность населения края из-за отрицательного естественного прироста постоянно уменьшается.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование подстанции 110/10 кВ в Хабаровском крае для организации электроснабжения строительной площадки Малмыжского месторождения. Условно в выпускной квалификационной работе данной подстанции дано название Стройплощадка. Малмыжское месторождение это перспективное месторождение меди мирового класса.

Расположено в 274 км от Хабаровска в Нанайском районе Хабаровского края [10]. К 2023 году РМК планирует построить на месторождении современный горно-обогатительный комбинат мощностью переработки 56 млн тонн руды в год.

В ходе подготовки к работе были определены следующие задачи:

1. Произвести обоснование необходимости сооружения подстанции.
2. Произвести выбор основной электрической схемы подстанции

Стройплощадка;

3. Произвести выбор основного силового и защитного оборудования, оборудования собственных нужд, схемы КРУ 10 кВ;

4. Проверить выгодность и целесообразность проекта (экономическое обоснование проекта);

5. Провести расчет релейной защиты.

6. Проверить проект с точки зрения безопасности эксплуатации, влияния на экологию.

В ходе работы были использованы следующие программные продукты: MS Visio, Mathcad 15, MS Word.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая характеристика района

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе. На севере граничит с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, Амурской областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с северо-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока — Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные — Шантарские. Общая протяжённость береговой линии — около 2500 км, включая острова — 3390 км.

Территория края простирается с юга на север на 1800 км, с запада на восток — на 125—750 км. Общая площадь территории края составляет 788 600 км², это 4,5 % всей территории страны.

1.2 Климатическая характеристика района

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе. На севере граничит с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, Амурской областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с северо-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока — Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные — Шантарские. Общая протяжённость береговой линии — около 2500 км, включая острова — 3390 км. Основные горные хребты — Сихоте-Алинь, Сунтар-Хаята, Джугджур, Буреинский, Дуссе-Алинь, Ям-Алинь. В Хабаровском крае два района: Аяно-Майский и Охотский (а также Шантарские острова) — являются районами Крайнего Севера. Высочайшая точка — гора Берилл (2933 м), нижайшая — уровень моря. Территория края простирается с юга на север на 1800 км, с запа-

да на восток — на 125—750 км. Общая площадь территории края составляет 788 600 км², это 4,5 % всей территории страны.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

2.1 Характеристика потребителя

Малмыжское месторождение – это перспективное месторождение меди мирового класса. Расположено в 274 км от Хабаровска в Нанайском районе Хабаровского края. Открыто в 2006 году. Запасы месторождения – 1,3 млрд тонн руды (в т.ч. 5,156 млн тонн меди и 278 тонн золота).

В 2010-2012 годах на участке Северный Малмыж велись площадные поисковые работы, по результатам которых было выделено 8 участков (аномалий), перспективных на выявление золото-медно-порфирового оруденения. Одновременно, на площадях Малмыжского рудного поля и Северного Малмыжа активно проводились буровые работы. Всего за 2008–2012 годы было пробурено 99 скважин, общей длиной 32855 пог. м., в том числе на Малмыжском рудном поле 73 скважины (24616 пог. м.), на участке Северный Малмыж – 25 скважин (8239 пог. м.). В мае 2013 года «Амур Минералс» приступил к выполнению оценочных работ. Всего в период с мая 2013 по январь 2014 года было пробурено 73 оценочных скважины общим объемом 24254 пог. м и 41 картировочная скважина общим объёмом 650 пог. м. Также в этот период продолжались поисковые и оценочные работы по действующему проекту на геологическое изучение участка Северный Малмыж. Всего в период с января 2013 по январь 2015 года было пробурено 40 оценочных скважины общим объемом 13432 пог. м.

По их результатам выявлено и оценено крупное Малмыжское золото-меднопорфировое месторождение, представленное четырьмя крупными участками прожилково-вкрапленной золото-медно-порфировой минерализации, которые были оценены с детальность, отвечающей категориям С2 и С1, а также около 10 мелких участков.

Оператор освоения месторождения — ООО «Амур Минералс» (входит в группу «Русская медная компания», РМК).

К 2023 году РМК планирует построить на месторождении современный горно-обогатительный комбинат мощностью переработки 56 млн тонн руды в год. Наилучшие доступные технологии, которые будут внедрены на новом предприятии, обеспечат экономическую эффективность и экологическую безопасность производства. Заявлены колоссальный объем инвестиций, налоговая отдача.

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий является одним из важных вопросов электроснабжения и построения рациональных сетей. В нормальных условиях трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей предприятия при их номинальной нагрузке

В связи с новым строительством требуется выполнить технологическое присоединение ЛЭП 110 кВ и ПС 110/10 кВ для электроснабжения строительной площадки Малмыжского месторождения. В соответствии с заявкой принимаем максимальную мощность энергопринимающих устройств 4,9 МВт. Количество силовых трансформаторов на ПС – 1 шт., мощность – 6300 кВА. К установке принимается силовой трансформатор ТМН-6300/110. Данный трансформатор представлен на рисунке 1.

Расшифровка трансформатора:

Т – трансформатор;

М – масляный;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой;

6300 – номинальная мощность трансформатора;

110 – номинальное напряжение.



Рисунок 15 – Силовой трансформатор ТМН-6300/110

2.3 Выбор главной схемы подстанции

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов: типа проектируемой станции; числа и мощности установленных силовых трансформаторов; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; экономичности принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании [2].

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

1. Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;
2. Обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

3. Должны учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
4. Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;
5. Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

1.2.2 Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

На проектируемой подстанции необходимо установить один трансформатор мощностью 6,3 МВА. Энергия подается на напряжение 110 кВ. Необходимо экономически выгодно выбрать схему распределительного устройства.

Подключение ПС Стройплощадка на напряжении 110 кВ будет выполняться отпайкой к ВЛ 110 кВ Иннокентьевка – Вознесенская. Исходя из имеющихся данных выбираем схему ЗН Блок (линия-трансформатор с выключателем)[2]. Схема подключения ПС Стройплощадка представлена на рисунке 2.

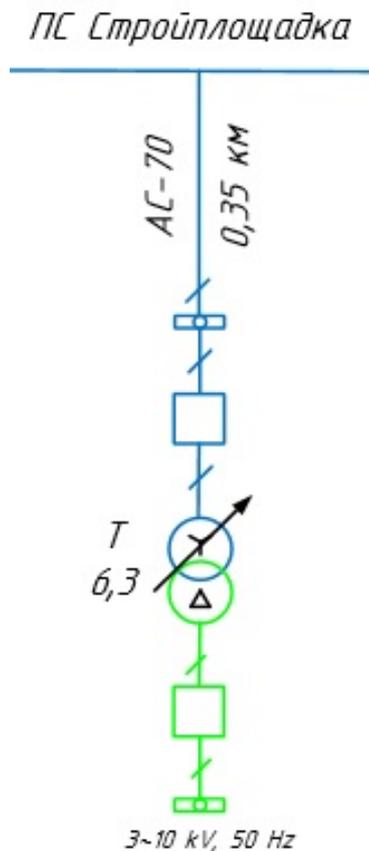


Рисунок 2 – Схема № 110 – ЗН Блок (линия-трансформатор с выключателем)

Схема 3Н-блок (линия-трансформатор) с выключателем применяется на напряжении до 500 кВ включительно при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС. Схема может быть дополнена другим параллельно установленным выключателем. В таком виде схема рекомендуется и для пускового этапа РУ 750кВ.

РУ по схеме 3Н могут развиваться за счет установки, при необходимости, другого аналогичного блока без перемычки на ВН. Такое решение рекомендуется применять при ограниченной площади застройки.

Применение одностранформаторных ПС допускается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

2.4 Расчёт линейных объектов

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления. Линии, рассматриваемые в данной работе, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Длины линий

ВЛ	Длина, км
Вознесенская – отп. Стройплощадка	41,5
Отп. Стройплощадка – Стройплощадка	0,35
Отп Стройплощадка – Иннокентьевка	35,9

Производим выбор сечения и марки провода на стороне 110 кВ от Стройплощадка до отпайки ВЛ 110 кВ Вознесенская – Иннокентьевка, выполненной проводом АС-120:

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}; \quad (1)$$

где I_{\max} – максимальный ток, кА;

P – активная мощность, МВт;

Q – реактивная мощность, МВар, равная;

$$Q = P \cdot 0,4; \quad (2)$$

$$Q = 4,9 \cdot 0,4 = 1,96 \text{ МВар}$$

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{4,9^2 + 1,96^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 28 \text{ А.}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{рп}} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (3)$$

где $I_{\text{р}}$ – расчётный ток, А;

I_{\max} – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ($T_{\text{м}}$).

Для воздушных линий 110 кВ, α_i принимается равным 1,05.

$$I_{\text{р}} = 28 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 35,28 \text{ А.}$$

По полученным данным выбираем провод марки АС-70 и железобетонные опоры.

Сечение и марка провода на ВЛ 110 кВ Вознесенская-Иннокентьевка не
изменяется.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания.

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - также на коммутационную способность.

Учитывая дискретный характер изменения параметров электрооборудования, расчет токов КЗ для его проверки допускается производить приближенно, с принятием ряда допущений, при этом погрешность расчетов токов КЗ не должна превышать 5 - 10 %.

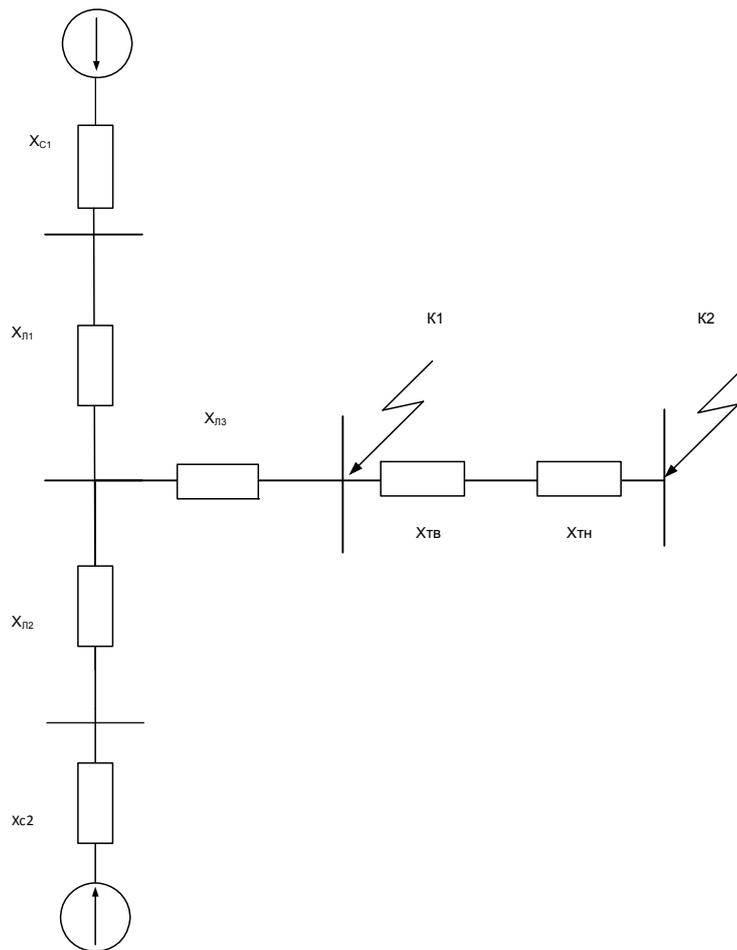
Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание. Трехфазное короткое замыкание - короткое замыкание между тремя фазами в трехфазной электроэнергетической системе.

Расчет токов КЗ выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с. источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с. источников, подпитывающих точку КЗ [4].

Ток короткого замыкания прямой последовательности - один из токов симметричной трехфазной системы токов короткого замыкания прямого следования фаз. На рисунке 3 представлена схема замещения прямой последовательности с обозначенными точками КЗ:

С ПС Вознесенская 110 кВ

Ес1



С ПС Инноентьевка 110 кВ

Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности

Исходя из данной схемы, определяем параметры элементов. Принимаем за базисную мощность $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$, за базисное напряжение – напряжение ступеней КЗ [5].

Зададимся базисным напряжением:

$$U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}, U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы x_c определяется по формуле:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{I^2 U \sqrt{3}} \quad (4)$$

$$x_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5,1 \cdot 115} = 0,1$$

Сопротивление линий:

$$X_{л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (5)$$

$$X_{л1} = 0,44 \cdot 4,15 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,138 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,44 \cdot 35,9 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,119 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = 0,44 \cdot 0,35 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,00117 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$X_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} \quad (6)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,6 \text{ о.е.}$$

Определим базисный ток в месте к.з. и приведем его в таблице 2.
Базисный ток определяется по следующему соотношению:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (7)$$

Таблица 2 – Базисные токи

Точки КЗ	К1	К2
U_{cp} , кВ	115	10,5
I_{σ} , кА	0,5	5,5

Далее приведем расчет токов КЗ для точки К1:

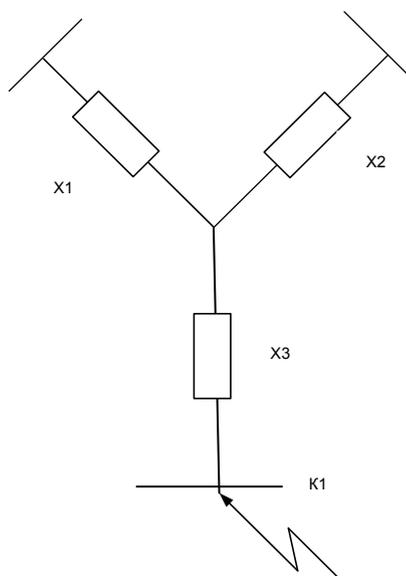


Рисунок 4 – Схема для точки К1 после эквивалентирования

Преобразовываем отдельные ветви в схеме:

$$X_1 = X_{c1} + X_{n1} \quad (8)$$

$$X_1 = 0,1 + 0,138 = 0,238 \text{ o.e.}$$

$$X_2 = X_{n2} + X_{c2} \quad (9)$$

$$X_2 = 0,119 + 0,1 = 0,219 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}K1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_{л3}}} \quad (10)$$

$$X_{\text{экв}K1} = \frac{1}{\frac{1}{0,238} + \frac{1}{0,219} + \frac{1}{0,00117}} = 0,001158$$

Для точки К2:

$$X_{\text{экв}K2} = X_{\text{экв}K1} + X_T \quad (11)$$

$$X_{\text{экв}K2} = 0,01158 + 1,6 = 1,61$$

Находим составляющие тока к.з. по ветвям:

$$I_{no} = \frac{E_c}{x_1} \cdot I_{\sigma} \quad (12)$$

$$I_{no1} = \frac{1}{0,043} \cdot 0,5 = 11,6 \text{ кА}$$

$$I_{no2} = \frac{1}{0,043} \cdot 5,5 = 127 \text{ кА.}$$

Суммарный ток:

$$\sum I_{no} = I_{no1} + I_{no2} \quad (13)$$

$$\sum I_{no} = 11,6 + 127 = 138,6 \text{ кА}$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\partial} = \kappa_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (14)$$

$$i_{y\partial 15} = 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 138,6 = 6,187 \text{ кА.}$$

Схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 4.

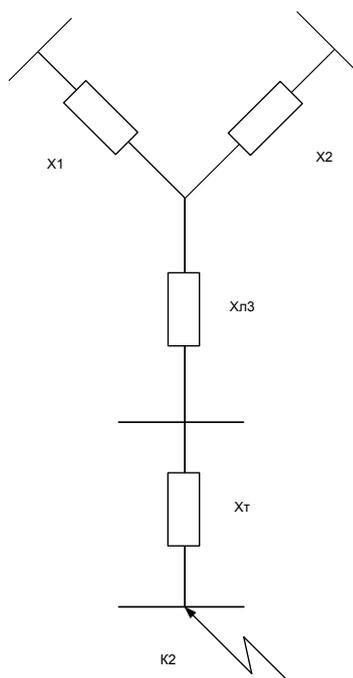


Рисунок 4 – Схема замещения для точки К2

По токам короткого замыкания, которые были рассчитаны, будем выбирать электрические аппараты на проектируемой подстанции. Также для этого необходимо рассчитать максимально рабочие токи присоединения.

Результаты сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания и ударные токи в точках КЗ

Точка КЗ	I_{no} , кА	$i_{y\partial}$, кА
К1	1,72	4,26
К2	2,93	7,25

По результатам расчета максимальный ток КЗ наблюдается в точке К2 и равен $I_{\text{ПО2}} = 1,72$ кА, минимальный ток КЗ - в точке К1, $I_{\text{ПО1}} = 2,93$ что обусловлено классами напряжения.

Результаты расчета представлены на листе 2.

4 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей);

- измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;

- сборных шин на всех напряжениях;

- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;

- устройств для защиты высоковольтных аппаратов от перенапряжений.

Выбранные для установки токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, находящихся под напряжением, не только в нормальном режиме, но так же и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, такие как географическое расположение электростанции или подстанции, т.е. климатические условия, в которых будет находиться оборудование, род установки (наружный или внутренний).

4.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип РУ ВН ПС 110 кВ Стройплощадка – открытое распределительное устройство. На РУ НН принимаем к установке комплектное распределительное устройство.

Однолинейная схема ПС Стройплощадка представлена на листе 3.

4.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);

- тип выключателя (предварительно);

-номинальное напряжение выключателя;

-номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальный рабочий ток рассчитывается по формуле 26, кА:

$$I_{\text{махвн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (15)$$

$$I_{\text{махвн}} = \frac{4,9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,022 \text{ кА.}$$

Аналогично считается ток для низкой стороны.

$$I_{\text{махнн}} = \frac{4,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,282 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА²с:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (16)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (17)$$

где $t_{\text{рз}}$ - время релейной защиты, равное 0,3 с;

$t_{\text{ос}}$ - 0,055 с.

Используя формулу 16, получим требуемую величину:

$$B_k = 1,72^2 \cdot (0,3 + 0,03) = 1,86 \text{ кА}^2\text{с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатель РУ 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Выключатель ВГТ-110-II-40/2000У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 22 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 1,72 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 4,26 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 1,72 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 2,87 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 1,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ;

II - категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2000 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

1800 - работа статического включения, Дж;

С - специальный.

Выбранный выключатель представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Выключатель ВГТ-110-II-40/2000У1

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [5].

Разъединители выбираются по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Разъединитель РДЗ-110/1000 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 22 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 4,26 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр.с}$
$B_k = 1,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;
Д - двухколонковый;
З - наличие заземлителей;
110 - номинальное напряжение;
1000 - номинальный ток;
УХЛ - климатическое исполнение;
1- категория размещения.

Разъединитель проходит по требуемым эксплуатационным параметрам.
Выбранный разъединитель представлен на рисунке 6.

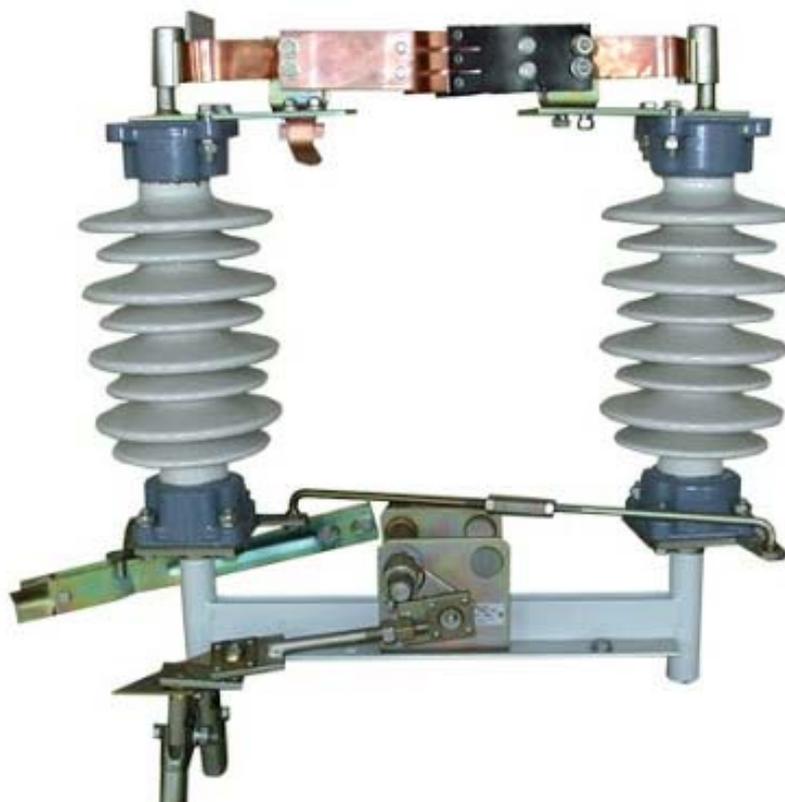


Рисунок 6 – Разъединитель РДЗ-110/1000 УХЛ1

4.4 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, которое представляет собой закрытые шкафы с наличием встроенных в них электрических аппаратов, измерительных и защитных приборов и вспомогательных устройств.

Шкафы с оборудованием, полностью собранным и готовым к работе, поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные

шины, имеющиеся на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ увеличивает скорость монтажа распределительного устройства, позволяет уменьшить размер территории, отводимой под КРУ. КРУ безопасно в обслуживании, потому как все части, находящиеся в нормальном режиме под напряжением, закрыты от проникновения металлическим кожухом.

В данном дипломном проекте целесообразно принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

На низкой стороне подстанции выбираем к установке комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом [9]. КРУ К-104 предназначены для работы в электрических установках трёхфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. КРУ К-104 также применяются в закрытых распределительных устройствах и электроустановках с частыми коммутационными операциями при наличии шкафов с вакуумными выключателями. Камеры КРУ К-104 изготавливаются для нужд народного хозяйства [9]. Изделие КРУ К-104 сертифицировано, имеет сертификаты соответствия и безопасности. Шкаф КРУ К-104 представлен на рисунке

Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 6. Выбранный шкаф КРУ К-104 представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Шкаф КРУ К-104

Таблица 6 – Основные параметры шкафа КРУ серии К -104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры	Значения
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880

Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Таблица 7 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ-104

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{МАХ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{МАХ}} = 282 \text{ А}$	$I_{p \text{МАХ}} \leq I_{H \text{МАХ}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 65 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$I_{\text{СКВ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 7,25 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,93 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТ КЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 2,93 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТ КЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} = 4,963 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Измерительный трансформатор тока — представляет собой повышающий трансформатор, предназначенный для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения. Первичной обмоткой трансформатора тока является проводник с измеряемым переменным током, а ко вторичной подключаются измерительные приборы. Ток, протекающий во вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке. Число витков во вторичной обмотке берётся с таким расчётом, чтобы рабочий ток в ней равнялся 5А.

Трансформаторы тока широко используются как для измерения электрического тока, так и в устройствах релейной защиты электроэнергетических систем. Помимо своего основного назначения (расширение пределов измерения приборов) трансформаторы тока защищают приборы от разрушительного действия токов короткого замыкания. Трансформаторы тока применяются также для измерений тока (даже небольшой величины) в установках высокого напряжения, часто достигающего сотен киловольт. Непосредственное измерение (без ТТ)

означает опасность прикосновения к амперметру, т.е. к находящемуся под высоким напряжением проводу.

К ТТ предъявляются высокие требования по точности. ТТ выполняют с одной, двумя и более группами вторичных обмоток: одна используется для питания устройств РЗА, другая, более точная — для подключения средств учёта и измерения (например, электрических счётчиков).

Трансформаторы тока бываю масляными, элегазовыми, оптическими.

ТТ подбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, а также проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Для ОРУ 110 кВ выбираем ТОГФ-110-УХЛ1 Данные расчетов сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 22 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_{уд} = 4,96 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$В_k = 1,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Номенклатура трансформатора тока:

Т – трансформатор тока;

О – опорный;

Г – элегазовый;

Ф – в фарфоровой крышке;

110 – номинальное напряжение, кВ;

УХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$. Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (18)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (19)$$

Для определения $S_{\text{приб}}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня – две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (20)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 150}{4} = 1,6 \text{ Ом.}$$

где $l_{\text{расч}} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$s_{\text{пр}}$ – сечение проводов, принимаем $s_{\text{пр}} = 4$ мм².

$$Z_{2p} = 0,3 + 1,06 + 0,1 = 1,46 \text{ Ом.}$$

В качестве основных приборов измерения и учета принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики подобного типа обеспечивают:

- Учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;
- Измерение пофазно тока, напряжения, частоты, $\cos\phi$, углов между фазными напряжениями;
- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA, фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату.

Выбранный трансформатор тока представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [6].

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ, которая приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Счетчик РЭ		1	0,1	2	
Итого					24,6

В РУ 110 кВ устанавливаем НАМИ-110-УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Трансформатор напряжения НАМИ-110-0,5-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Выбранный трансформатор напряжения представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1

Номенклатура выбранного трансформатора напряжения:

Н – трансформатор напряжения;

А – антирезонансный;

М – масляная изоляция;

И – с обмоткой для контроля изоляции сети;

110 – номинальное напряжение, кВ;

УХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

4.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с соблюдением достаточно большого расстояния между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-70, так как $I_{дон} = 265 \text{ А}$ больше $I_{макс} = 62 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [7], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм^2 .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [7].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [7].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 10.

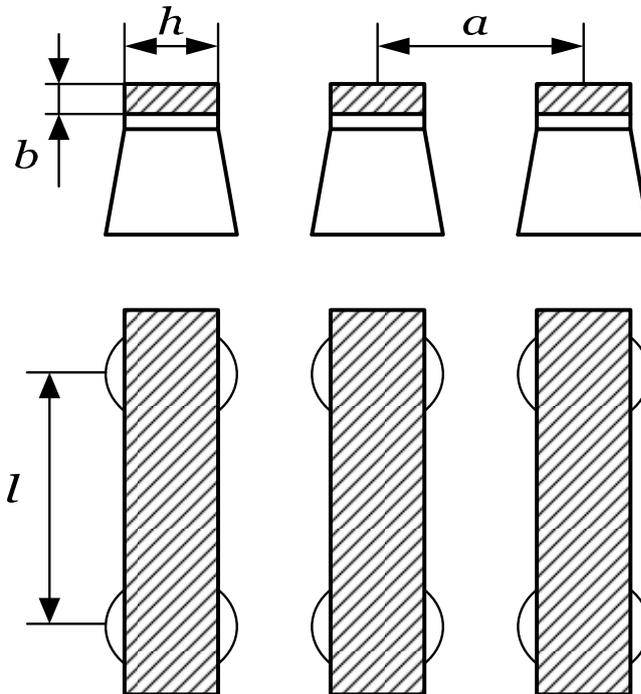


Рисунок 10 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

Жесткая ошиновка подвержена ветровым вибрациям. Для снижения амплитуды ветровых поперечных колебаний обычно используют простейшие демпфирующие устройства в виде свободно лежащих внутри шин стержней,

отрезков проводов, не закрепленных или закрепленных с одной стороны, а также специальные конструкции шинодержателей и другие устройства.

Жесткими могут выполняться сборные шины, а также внутриячейковые связи нижнего яруса. Внутриячейковые связи верхнего яруса, как правило, выполняются гибкими (сталеалюминевыми) проводами. Отдельные участки сборных шин и внутриячейковых связей нижнего яруса также могут быть гибкими. Вопрос о выборе типа шин определяется, прежде всего, конструктивными соображениями и технико-экономическими показателями. Следует учитывать, что допустимые расстояния между фазами, а также между токоведущими частями и заземленным оборудованием в РУ с жесткими проводниками существенно ниже, чем с гибкими. Вместе с тем, расстояния между проводниками внутриячейковых связей, как правило, определяются расстоянием между фазами выключателей. Поэтому выбор типа проводников здесь определяется конструктивными соображениями, удобством монтажа и строительства с учетом технико-экономических показателей.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины с прямоугольным сечением $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{дон} = 300 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:
 $I_{max} = 142 \text{ А} \leq I_{дон} = 300 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^3 :

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (21)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 A \cdot c^{1/2} / мм^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1,72 \cdot 10^3}}{82} = 0,505 мм^2$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м.} \quad (22)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

q - поперечное сечение шины, равное $60 мм^2$.

J - момент инерции шины, который находится по формуле, $м^4$:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} . \quad (23)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 м^4 .$$

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (24)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см³;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{7250^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,485 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $29,5 < 89$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0,7\sigma_{разр}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 282 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{доп} = 300 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно [2] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{25}$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп} \tag{26}$$

Выбор опорных изоляторов 10 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ИОСК 4/10-I-1-УХЛ1 с $F_{разр} = 4000$ Н. Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе.

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (27)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7250^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7,5 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 7,5$ Н	$F_{ДОП} = 2400$ Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор проходных изоляторов на 10 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование: $I_{max} \leq I_{ном}$. Выбираем проходные изоляторы марки ИПК 10/630-IV/II-A-УХЛ1с $F_{разр} = 8000$ Н. Данные расчетов сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор проходных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 7,5$ Н	$F_{ДОП} = 2400$ Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$
$I_{max} = 282$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-Б02-2 УХЛ1 с $F_{разр}=10000$ Н.

Данный изолятор представлен на рисунке

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н.} \quad (28)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (28):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{4260^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 2,6 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (29)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p=110$ кВ	$U_H=110$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч}=2,6$ Н	$F_{доп}=6000$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Номенклатура опорного изолятора 110 кВ:

О – опорный;

С – стержневой;

К – кремнийорганический;

10 – минимальное разрушающее усилие на изгиб, кН;

110 – номинальное напряжение, кВ;

Б02 – индекс модификации, исполнение фланцев

2 – степень загрязнения;

УХЛ1 – климатическое исполнение.

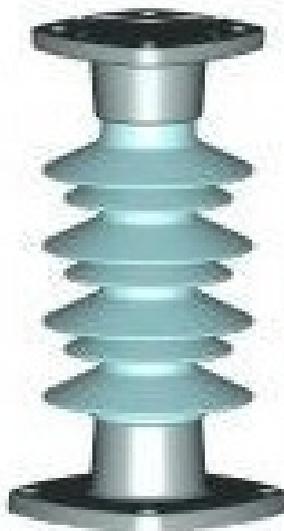


Рисунок 11 – Опорный изолятор ОСК 10-110-Б02-2 УХЛ1

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на оба класса номинального напряжения.

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку $P_{с.н.мах}$ и расход электроэнергии $W_{с.н.}$ ориентировочно по таблице 15 [5].

Таблица 15 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с. н.

Тип электроустановки	$P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$	$W_{с.н.}/W_{выр.}$	K_c
Подстанция: -тупиковая	50-200 кВт	—	—

-узловая	200-500 кВт	—	—
----------	-------------	---	---

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

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно по таблице 16 [5].

Таблица 16 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Тип электроустановки	$P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$	$W_{с.н.}/W_{вып.}$	K_c
Подстанция:			
-тупиковая	50-200 кВт	—	—
-узловая	200-500 кВт	—	—

Тогда используя данные таблицы 15, можно определить необходимую мощность с.н., МВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}; \quad (30)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент;

$P_{уст} = 100$ МВт – ориентировочная установленная активная мощность с. н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{100}{0,85} = 94,1 \text{ кВт.}$$

Принимаем трансформатор ТСЗ-400/10.

Номенклатура трансформатора собственных нужд:

Т – трансформатор;

С – сухой;

З – защищенный;

400 – номинальная мощность, кВА;

10 – низшее напряжение.

Предельная мощность трансформатора собственных нужд для ПС 110 – 220 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

Трансформатор ТСЗ-400 используется во многих отраслях народного хозяйства, он предназначен для преобразования электрической энергии в электросетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц, также трансформатор оборудован защитным кожухом, и имеет степень защиты IP21.

Трансформаторы устанавливаются в промышленных помещениях и общественных зданиях, к которым представляются повышенные требования в части пожаробезопасности, взрывозащищенности, экологической чистоты, обмотки и изоляционные детали активной части трансформаторов выполнены из материалов, не поддерживающих горения.

Трансформаторы имеют высокую надежность, требуют минимальных затрат на обслуживание, экономичны, просты в эксплуатации [15].

4.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (31)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (32)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (рисунок 7), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса. Данная зависимость представлена на рисунке 12.

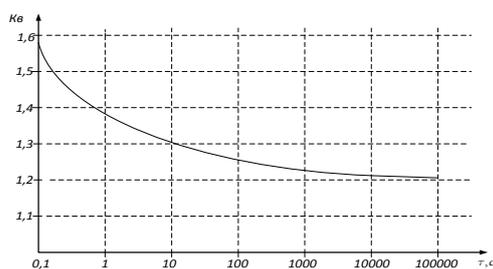


Рисунок 12 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \quad (33)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (34)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{осм}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой. Для ОПН 110 кВ ориентировочное значение I_K примерно равно 300-500.

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (35)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (36)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 110 вблизи силового трансформатора, а также вблизи трансформаторов напряжения. Для защиты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию (37):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ}. \quad (37)$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,92}{1,21} = 5,73 \text{ кВ}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1. Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	38,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,32 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,32}{1,21} = 60,59 \text{ кВ.}$$

Выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1. Технические характеристики выбранного ОПН приведены в таблице 18. Выбранный ОПН представлен на рисунке 13.

Таблица 18 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110

Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	310
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8



Рисунок 13 – ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

4.10 Выбор аккумуляторных батарей

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

отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели - генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (38)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54.$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (39)$$

$$n_{доб} = 63 - 54 = 9.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (40)$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 24$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (41)$$

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

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П} \text{ А}, \quad (42)$$

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

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В}. \quad (43)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}.$$

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

Номенклатура подзарядного устройства:

В – выпрямительный;

А – агрегат;

З – зарядный;

П – подзарядный;

380/260 – номинальное выходное напряжение, В;

40/80 – номинальный выходной ток, А.

4.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования

электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители чаще всего подвешивают на линейных порталах [3].

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 110 кВ отп. к ПС стройплощадка к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5 У1.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_n = 360 \text{ А}$	$I_{p.max} = 282 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном.}$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,26 \text{ кА}$	$I_{уд.} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_n = 360 \text{ А}$	$I_{p.max} = 282$	$I_p \leq I_{ном.}$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,26 \text{ кА}$	$I_{уд.} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$



Рисунок 14 – Общий вид высокочастотного заградителя

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита — комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания).

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

Основные виды защит:

- Дифференциальная защита;
- Дуговая защита;
- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка;
- Защита минимального напряжения;
- Дистанционная защита;
- Дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

Перечислим основные свойства релейной защиты.

Селективность — свойство релейной защиты, характеризующее способность выявлять именно повреждённый элемент электроэнергетической системы и отключать этот элемент от исправной части электроэнергетической

системы (ЭЭС). Защита может иметь абсолютную или относительную селективность. Защиты с абсолютной селективностью действуют принципиально только при повреждениях в их зоне. Защиты с относительной селективностью могут действовать при повреждениях не только в своей, но и в соседней зоне. А селективность отключения поврежденного элемента ЭЭС при этом обеспечивается дополнительными средствами (например, выдержкой времени срабатывания).

Быстродействие — это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов. Показателем быстродействия является время срабатывания защиты — это интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети повреждённого элемента.

Надежность — это свойство, характеризующее способность релейной защиты действовать правильно и безотказно во всех режимах контролируемого объекта при всех видах повреждений и ненормальных режимах, при которых данная защита предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима, при которых действие данной защиты не предусмотрено. Иными словами, надежность — это свойство релейной защиты, характеризующее её способность выполнять свои функции в любых условиях эксплуатации. Основные показатели надёжности — время безотказной работы и интенсивность отказов (количество отказов за единицу времени).

Рассмотрим основные органы релейной защиты.

Пусковые органы непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого участка цепи и реагируют на возникновение коротких замыканий и нарушения нормального режима работы. Выполняются обычно с помощью реле тока, напряжения, мощности и др.

Измерительные органы определяют место и характер повреждения и принимают решения о необходимости действия защиты. Измерительные

органы также выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др. Функции пускового и измерительного органа могут быть объединены в одном органе.

Логическая часть — это схема, которая запускается пусковыми органами и, анализируя действия измерительных органов, производит предусмотренные действия (отключение выключателей, запуск других устройств, подача сигналов и пр.). Логическая часть состоит, в основном, из элементов времени (таймеров), логических элементов, промежуточных и указательных реле, дискретных входов и аналоговых выходов микропроцессорных устройств защиты.

РЗА защищаемого объекта выполняются с использованием микропроцессорных устройств (терминалов). Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного тока подстанции.

5.1 Выбор системы оперативного тока

Для производства оперативных переключений с помощью коммутационных и регулирующих аппаратов и для работы устройств РЗА необходим вспомогательный источник энергии источник оперативного тока.

На ПС применяют оперативный ток следующих видов:

1) Постоянный – применяют на электростанциях и крупных подстанциях 110-220 кВ и выше.

Источниками постоянного оперативного тока на ПС служат аккумуляторные батареи. Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Для надёжности питания оперативных цепей защиты, управления и сигнализации на проектируемой ПС 110 кВ применяем систему постоянного оперативного тока, которая не зависит от режима работы силовой сети. В качестве источников постоянного оперативного тока используем аккумуляторные батареи (АБ).

Питание цепей оперативного тока устройств релейной защиты и автоматики предусматривается на постоянном токе 220 В.

2) Переменный оперативный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших ПС 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений.

В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

Цепи освещения и обогрева проектируемой ПС 110 кВ питаются на переменном токе 220 В.

3) Выпрямленный используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110-220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В качестве источников выпрямленного тока применяются полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. К источникам выпрямленного тока также относятся предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

В качестве подзарядно-зарядных агрегатов на проектируемой ПС могут быть использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП.

Зарядно-подзарядный выпрямительный агрегат типа ВАЗП состоит из силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами и блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристоров изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения. Питание осуществляется от трехфазной сети напряжением 380/220 В.

Типовой состав комплекта системы оперативного тока ПС может включать в себя:

- ПС напряжением 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения должен содержать следующие компоненты:

а) две АБ;

б) четыре ЗУ, по два на каждую АБ;

в) два щита постоянного тока (ЩПТ), при этом для каждой АБ предусматривается отдельный ЩПТ с числом секций не менее двух;

г) шкафы распределения оперативного тока [15].

- ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ должен содержать следующие компоненты:

а) одну АБ;

б) два ЗУ;

в) один ЩПТ с числом секций не менее двух;

г) шкафы распределения оперативного тока [15].

Щит постоянного тока (ЩПТ) представляет собой комплектное низковольтное устройство шкафного исполнения, поставляемое на место монтажа в виде отдельных шкафов (ящиков, панелей), собираемых в щит, представляющий собой функционально завершённое изделие [15]. На дверях

шкафов ЩПТ должны размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации [15].

5.2 Расстановка средств релейной защиты

В схеме электроснабжения для производства, распределения и потребления электрической энергии применяются электрические двигатели, генераторы, трансформаторы, воздушные линии электропередачи, кабели, нагревательные приборы и т.д. Для защиты оборудования от повреждений используют РЗ, которая устанавливается для каждого объекта.

В результате эксплуатации электрических двигателей возможны:

- повреждения, связанные с ненормальным режимом работы (перегрузка, затянутый и слишком частый пуск, блокировка или сброс нагрузки);
- нарушение питания;
- внутренние повреждения двигателя (междуфазное КЗ, замыкание на корпус обмотки статора/ ротора, перегрев подшипников, потеря возбуждения, потеря синхронизма).

На электродвигателях должны предусматриваться: защита от токов перегрузки, защита от междуфазных и однофазных КЗ, защита от понижения напряжения. Для синхронных двигателей устанавливается защита от асинхронного хода.

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска [3].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его [3].

Защита от многофазных замыканий в обмотке статора должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со

стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля [3].

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [3]. На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска может устанавливаться вторая ступень защиты минимального напряжения [3].

5.3 Релейная защита силового трансформатора ПС Стройплощадка

Силовой трансформатор ТМН-6300/110 защищается шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

На базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и реализован БЭ2704.ШЭ2607 148. Он необходим для выполнения функций резервной и основной защитой, автоматика двухобмоточных трансформаторов с наибольшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ [17].

5.3.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора

Данные трансформатора:

Напряжение обмотки НН: $U_{ном.нн} = 10,5$ кВ.

Напряжение обмотки ВН: $U_{ном.вн} = 115$ кВ;

Токи первичных обмоток номинального защищаемого трансформатора тока для ВН и НН – 300 и 1500 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{тт.вн} = \frac{300}{5} = 60.$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Номинальная мощность стороны ВН принимается на 0,1 больше, тогда:

$$S_{НОМ.ВН} = 10000,1;$$

$$S_{НОМ.НН} = 10000.$$

Со стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ A}.$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{НОМ.НН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 675,4 \text{ A}.$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}, \tag{44}$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{50,2}{60} = 0,83 \text{ A};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.ВН}}{I_{НОМ.Т.ВН}} \leq 4$$

где $I_{НОМ.Т.ВН}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{0,83}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}}, \quad (45)$$

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{675,4}{300} = 2,25 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.НН}}{I_{НОМ.Т.НН}} \leq 4$$

где $I_{НОМ.Т.НН}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,25}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{НОМ.опорное} = 50,2 \text{ А}.$$

5.3.2 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки при учете, что происходит самозапуска двигательной нагрузки и определяется по выражению:

$$I_{CЗ.ВН} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{CЗП}}{K_B} I_{НАГР.МАХ.ВН}, \quad (46)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{CЗП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В первоначальных расчетах, а также при отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

K_B – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{нагр.макс.вн} = 50,2 \text{ А.}$$

$$I_{CЗ.ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 50,2 = 126,8 \text{ А.}$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{CЗ.ВН} \geq K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{CЗ.ПРЕД}, \quad (47)$$

где $I_{CЗ.ПРЕД}$ – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

$K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{ТОК}$ —коэффициент токараспределения, который равен отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{ТОК} = \frac{I_{УСТАН.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}}, \quad (48)$$

$$K_{ТОК} = \frac{571}{7558,5} = 0,076,$$

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ТОК} = \frac{I_{КЗ.МИН.ВН-НН}}{I_{СЗ.ВН}}, \quad (49)$$

$$K_{ТОК} = \frac{571}{409,64} = 1,393 > 1,2 \text{—чувствительность обеспечивается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается $I_{СЗ.ВН} = 500 \text{ А.}$

МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = K_{тт.ВН-НН} \cdot I_{НАГР.МАХ.ВН}, \quad (50)$$

где $K_{тт.ВН-НН}$ —коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = 5,833 \cdot 50,2 = 292,8 \text{ А.}$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{СЗП}}{K_B} I_{НАГР.МАХ.НН} \quad (51)$$

$$I_{сз.нн} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 675,4 = 1706,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.нн}}}{I_{\text{сз.нн}}}, \quad (52)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7558,5}{1706,2} = 4,43 > 1,2 \text{—чувствительность обеспечивается}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 1706,2 А.

5.3.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применяется газовая защита является обязательной на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения.

Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождаться местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

Первая ступень ГЗ срабатывает при малом выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

При большом выделении газа срабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

5.4 Автоматика

К средствам автоматики на проектируемой ПС относятся автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резерва (АВР).

Устройствами АПВ оборудуются:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000 В;
- КЛ напряжением 35 кВ и ниже в случаях, когда линия питает несколько подстанций;
- понижающие трансформаторы, когда их отключение приводит к прекращению электроснабжения потребителей.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;

- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;
- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходиться в состояние готовности к повторному действию;
- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя [16].

АПВ должно приводиться в действие после аварийного отключения выключателя, за исключением случаев отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено АПВ, непосредственно после включения выключателя персоналом или с помощью телеуправления, а также после отключения выключателя защитами от внутренних повреждений трансформаторов [19].

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но не менее $(0,15 \div 0,2)$ сек.

Устройства АВР предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения [16].

При наличии двух источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток короткого замыкания, упростить релейную защиту, создать необходимый режим по напряжению, уменьшить потери электроэнергии. Однако при этом надежность электроснабжения в разомкнутых сетях оказывается более низкой, чем в замкнутых, так как отключение единственного источника приводит к прекращению питания всех его потребителей.

Электроснабжение потребителей, потерявших питание можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику с помощью устройства автоматического включения резервного источника (АВР).

Схемы УАВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Нахождение в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей, и наличии напряжения на другом, резервном источнике питания для данных потребителей.

2) Минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения времени перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

3) Однократность действия требуется для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4) Обеспечение быстрого отключения резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин, и, тем самым, сохранение их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5) Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

Выдержка времени АВР $t_{авр}$ выбирается таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе при возникновении КЗ в сети, до отключения этих КЗ, а также в случае отключения и повторного включения от АПВ основного источника питания.

Устройство АВР прежде всего должно отключить выключатель, если он остается включенным при исчезновении напряжения на резервируемой секции шин. Для этой цели в схему АВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальное реле напряжения. Пусковой орган не должен срабатывать при пониженных напряжениях на шинах до $U_{откз}$, вызванных короткими замыканиями, или до $U_{отсз}$, обусловленных самозапуском электродвигателей.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания.

Устройство АВР, действующее с минимальной выдержкой времени, должно быть отстроено от действия защит, при которых остаточное напряжение снижается до значения, меньшего уставки срабатывания минимального реле напряжения пускового органа.

5.5 Сигнализация

Кроме своего основного назначения - автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации - выявления и фиксации нарушений нормального режима работы оборудования, или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии, и подачи предупредительных сигналов обслуживающему персоналу.

На электрических станциях и подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации: сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН; сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики (указательные реле); аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов; предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима, или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов электростанции или подстанции (генераторов, трансформаторов, выключателей и др.) собираются в общую схему сигнализации объекта.

Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный

сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией (ЦС).

При аварийном отключении выключателей присоединений, как правило, без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

В зависимости от вида оперативного тока подстанции, схема центральной сигнализации выполняется на переменном, или на постоянном токе. Вид оперативного тока определяет особенности построения схемы центральной сигнализации.

Сигнализация отключенного, включенного, и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов обычно выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется погасанием (сигнализация на переменном оперативном токе), или миганием (сигнализация на постоянном оперативном токе) зеленой лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация положения РПН обычно осуществляется при помощи сельсинов (датчика и приемника), или логометрического указателя положения.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микроэлектронных и микропроцессорных устройств РЗА осуществляется обычно светодиодными индикаторами.

Для фиксации факта срабатывания устройств релейной защиты и автоматики в схемах сигнализации используются специальные указательные реле, облегчающие анализ действия защит и определение характера повреждения.

В общем случае, указательные реле состоит из:

- флажка (блинкера) белого или красного цвета, выпадающего при срабатывании реле под действием груза, или сжатой пружины;

- механической защелки, удерживающей блинкер в несработанном положении;

- электромагнита, который при срабатывании освобождает механическую защелку, удерживающую блинкер; электромагнит не рассчитан на длительное протекание тока;

- две пары контактов (размыкающих или замыкающих), переключающихся при срабатывании реле.

Вне зависимости от особенностей схемного решения, центральная сигнализация подстанции должна удовлетворять нескольким основным требованиям. Схема ЦС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- контроль (желательно, автоматический) наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность отключения звуковой и световой сигнализации при уходе оперативного персонала с подстанции;
- возможность передачи сигнала дежурному на дом;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Расшифровка причины срабатывания сигнализации производится по выпавшим блинкерам индивидуальных указательных реле. Для облегчения

обнаружения сработавших указательных реле, все они, как правило, действуют на зажигание общепанельной лампы «Блинкер не поднят».

В современных схемах сигнализации на постоянном токе, все выпавшие блинкера указательных реле конкретного присоединения действуют на зажигание светового табло данного присоединения на центральном щите управления подстанции.

Принципы построения схем сигнализации рассмотрены ниже на примерах, поданных в порядке возрастания их сложности.

6 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Превышение рабочего напряжения (перенапряжение) в результате удара молнии может происходить двумя путями. Перенапряжение прямого удара (ПУМ) возникает при непосредственном попадании молнии в подстанцию. Индуцированное же происходит в результате удара в землю вблизи от объекта.

Можно выделить следующие основные причины необходимости оснащения объектов молниезащитными устройствами:

- если подстанция находится в отдельном здании, предотвращается его разрушение;
- предохранение от разрушения оборудования, что значительно увеличивает срок его эксплуатации;
- обеспечение стабильного электроснабжения потребителей подстанцией.

Сюда же можно добавить снижение уровня травмоопасности для персонала. Это значит, что молниезащита подстанции необходима и обязательна в соответствии с действующими требованиями законодательства (ПУЭ).

Эти правила позволяют не защищать лишь подстанции на 20 и 35 кВ, оборудованные трансформаторами мощностью менее 1,6 кВ. Также разрешено не оборудовать молниезащиту подстанций и ОРУ в климатических зонах, где количество грозových часов не превышает 20.

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от ПУМ при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых. Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день.

Молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты РУ ПС 110 кВ Стройплощадка.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми молниеотводами [6].

Высота молниеотвода – 9 метров.

Расчет системы молниезащиты поводится по следующим формулам [7]:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (53)$$

Эффективная высота молниеотвода :

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 9 = 7,65 \text{ м.}$$

Половина ширины внешней зоны отдельностоящего молниеотвода:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (54)$$

Для отдельностоящего молниеотвода:

$$r_{0л} = (1,1 - 0,002 \cdot 9) \cdot 9 = 9,7 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (55)$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Для рассматриваемого случая:

$$h_c = 7,65 - (0,17 + 0,0002 \cdot 9) \cdot (16,1 - 9) = 6,44 \text{ м}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта – выключателя 110 кВ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (56)$$

Для выключателя (высота 4,7 м):

$$r_x = 9,7 \cdot \left(1 - \frac{4,7}{7,65} \right) = 5,82 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта – выключателя 110 кВ:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right) \quad (57)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 9,7 \cdot \left(1 - \frac{4,7}{6,44} \right) = 2,7 \text{ (м)}$$

Графическое представление молниезащиты ПС Стройплощадка представлена на листе 5 графической части проекта.

Важнейшими показателями плана капитального строительства является: ввод в действие производственных мощностей и основных фондов, сметная стоимость, срок строительства и срок окупаемости.

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл}=4,61$). Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств [2].

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (58)$$

Капиталовложения на сооружения ПС и станций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (59)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, которая пропорционально зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, которая зависит от номинального напряжения и от схемы РУ;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, которая зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования, которое необходимо установить. приводится к текущему году при помощи коэффициента инфляции ($K_{инф} = 4,61$).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (60)$$

Где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛЭП.

Для дальнейшего расчета необходимо определить потери в линиях и трансформаторах. Расчет нагрузочных потерь производится по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Потери холостого хода являются условно-постоянными для трансформаторов в течение всего года. Потери на коронный разряд являются условно-постоянными для воздушных линий (учитываются для линий напряжением 220 кВ и выше).

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям, состоят из потерь в трансформаторах и в воздушных линиях:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (61)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (62)$$

где T_3 , $T_Л$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, которые учитываются в ВЛ 220 кВ и выше.

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (63)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения (для ВЛ 110 кВ $0,14 \times 10^{-3}$ МВт·ч/км).

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^L)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^L)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_L + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_G, \quad (64)$$

где $P_{\text{ЭФ}}$, $Q_{\text{ЭФ}}$ – реактивная и активная эффективные мощности ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление установленного трансформатора;

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

T_G – годовое количество часов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети включают в себя [11]:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт (I_{PEO});
- 2) амортизационные издержки (I_{AM});
- 3) стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (65)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$).

Амортизационные издержки за рассматриваемый период службы ($T_{\text{Сл}} = 20$ лет) вычисляются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (66)$$

Издержки на потери электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [2]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (67)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

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

$$C_{\Delta W} = 2,4 \text{ руб/кВт}\times\text{ч}.$$

По формуле (25) найдем издержки для трех вариантов, тыс.руб:

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (68)$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (69)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капиталовложения, требуемы на сооружение или реконструкцию электрической сети;

I – издержки.

Расчет капиталовложений приведен в приложении А. В соответствии с расчетом проект окупится за два года

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на электростанциях и подстанциях. В виду этого, для данного проекта (проектирование подстанции 110/10 кВ для Малмыжского месторождения) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, которая связана с работой силовых трансформаторов ПС 110 кВ Стройплощадка;
- возникновение чрезвычайных ситуаций в процессе эксплуатации электрооборудования.

8.1 Безопасность

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [12]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу

не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником [12].

8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [12]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [13].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [13].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

8.2 Экологичность

Трансформаторное масло это очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти обладают различными свойствами и эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы трансформатора и сроком службы масла. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

- 1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытеснение из масла воздуха;
- 2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;
- 3) регулярные очистки от воды и шлака;
- 4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;
- 5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники с соблюдением следующих требований [6]:

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

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

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

Маслоприемник должен проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Ниже будет произведены расчеты маслоприемника трансформатора на ПС 110 кВ Стройплощадка.

На ОРУ ПС 110 кВ Стройплощадка установлен один маслонаполненный силовой трансформатора ТМН - 6300/110. Проведем расчет в соответствии с [6]. Исходные данные для расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТМН - 6300/110/6	10200	4960	5730	3950

Согласно [2], так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то можно использовать маслоприёмник без отвода масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, согласно [6], равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 10.

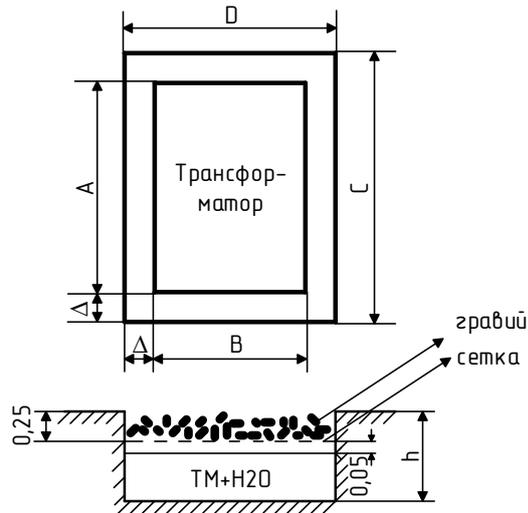


Рисунок 10 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (70)$$

где A - габаритная длина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (5,73 + 2 \cdot 1,5) = 8,73 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (71)$$

где B - габаритная ширина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,95 + 2 \cdot 1,5) = 6,95 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м²:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (72)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 8,73 \cdot 6,95 = 60,6 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [6] объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

3. Определим объём трансформаторного масла, м³:

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (73)$$

где M - масса трансформаторного масла, кг;

ρ - плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3$ кг/м³ [4],

$$V_{тм} = \frac{10200}{880} = 11,5 \text{ м}^3.$$

4. Определим объём воды от средств пожаротушения, м³:

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бнз}}), \quad (74)$$

где I_n - величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$ [2];

t - время пожаротушения, равное 1800 с [6];

$S_{\text{бпг}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 :

$$S_{\text{бпг}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (75)$$

где A – длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{бпг}} = 2 \cdot (5,73 + 3,95) \cdot 4,96 = 96,03 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (60,6 + 96,03) = 56,38 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{т.м.}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{г}}, \quad (76)$$

где $V_{\text{т.м.}}$ - объём трансформаторного масла, м^3 ;

$S_{\text{мп}}$ - площадь основания маслоприёмника, м^2 ;

$h_{\text{в}}$ - величина воздушного канала согласно [6] равна 0,05 м;

$h_{\text{г}}$ - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [6] равна 0,25 м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{11,5}{60,6} + \frac{0,8 \cdot 56,38}{60,6} + 0,05 + 0,25 = 1,233 \text{ м.}$$

6. Определим объём маслоприёмника, м^3 :

$$V_{mn} = S_{mn} \cdot h_{mn}, \quad (77)$$

$$V_{mn} = 60,6 \cdot 1,233 = 74,71 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТМН-6300/110 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 74,71 м³, площадь маслоприёмника равна 60,6 м², высота маслоприёмника 1,233 м.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [8]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [8]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Тушение пожаров на трансформаторных подстанциях усложняется наличием горючих материалов и оборудования, являющихся потенциальными источниками возгорания (маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, горючие элементы электроприборов, кабельные сооружения, изоляции силовых кабелей и т.д.). Горение вышеперечисленных материалов характеризуется выделением большого количества теплоты и токсичных веществ, а также сильным задымлением. Электрооборудование подстанции может размещаться в специальных отдельных зданиях или помещениях других зданий (закрытые подстанции), а также на открытом воздухе (открытые подстанции). Встречаются и подстанции, на которых часть оборудования размещена закрыто, а часть – открыто. Источниками пожарной

опасности на трансформаторной подстанции являются: - масляные силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы (далее – трансформаторы); - силовые и контрольные кабели, изоляция и оболочки которых содержат горючие материалы; - шкафы релейной защиты и управления с микропроцессорными и вычислительными устройствами; - шкафы силовых распределительных устройств.

Основной причиной пожаров на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание. Возникновение электрической дуги при КЗ приводит к недопустимому повышению давления в масляном баке. В результате этого происходит вскипание трансформаторного масла и разложение его на горючие газы, что приводит к взрыву (разрушению) трансформатора, масляных выключателей и растеканию горящего масла.

В случае, если трансформаторная подстанция располагается в здании, существует большая вероятность, что пожары из помещений трансформаторных камер, могут распространяться в кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу расположенному рядом электрооборудованию.

Силовые трансформаторы и выключатели РУ устанавливаются на специальные фундаменты, под которыми располагаются маслоприемники, соединенные с аварийными емкостями. В соответствии с СП 5.13130.2009 "Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования", масляные силовые трансформаторы необходимо оборудовать автоматической установкой пожаротушения, если: - масляный силовой трансформатор имеет напряжение 500 кВ и выше; - масляный силовой трансформатор имеет напряжение 220-330 кВ и выше с мощностью 200 МВА и выше; - масляный силовой трансформатор напряжением 110 кВ и выше с единичной мощностью 63 МВА и выше, установлен у здания гидроэлектростанции; - масляный силовой трансформатор напряжением 110 кВ и выше с мощностью 63 МВА и выше, установлен в камерах закрытых подстанций глубокого ввода и в

закрытых распределительных установках электростанций и подстанций. При возникновении пожара на подстанциях быстрое и эффективное тушение достигается, в первую очередь, за счёт грамотного планирования всех действий. Для этого разрабатываются планы пожаротушения, в которых определяют особенности использования сил и средств подразделений с учётом техники безопасности, а также действия персонала энергетического объекта при возникновении пожаров и порядок взаимодействия с личным составом пожарных подразделений. Согласно нормативным документам, работы по тушению пожаров на объектах электроэнергетики, во избежание поражения электрическим током, проводятся при условии полного отключения электрооборудования от сети и снятия остаточного напряжения. Токоведущие части электроустановок обесточиваются и заземляются работниками, эксплуатирующими электроустановки, с выдачей письменного допуска на проведение работ по тушению пожара.

Перед тем, как приступить к тушению, трансформатор отключается от сети со стороны высокого и низкого напряжений и производится снятие остаточного напряжения. Затем необходимо определить характер повреждения трансформатора, вероятность растекания горячей жидкости в сторону соседних трансформаторов и другого электрооборудования, а также возможности стационарных установок пожаротушения при их наличии. После выполнения вышеперечисленного можно осуществлять подачу огнетушащих веществ на тушение пожара.

В случае, если крышка трансформатора сорвана, горение масла может происходить в баке и/или вокруг трансформатора. При этом необходимо ликвидировать возгорание вокруг трансформатора, используя любое огнетушащее вещество или их комбинации. Затем следует подавать огнетушащие вещества непосредственно на поверхность горящего трансформатора. Слив масла из горящего трансформатора в аварийную ёмкость запрещается, так как это может привести к повреждению внутренних обмоток, что значительно усложнит тушение пожара.

Следует отметить особенность подачи огнетушащих веществ на тушение пожара на трансформаторной подстанции: - при подаче пожарных стволов с применением распыленной или тонкораспыленной воды рационально располагать их равномерно по всей площади пожара; - при подаче пены, порошка или при комбинированном тушении пожарные стволы необходимо располагать в направлении, сопутствующем потоку воздуха; - при сорванной крыше подачу огнетушащих веществ в бак трансформатора необходимо осуществлять пеной средней кратности с применением вспомогательных средств для работы на высоте.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все задачи, поставленные для проектирования ПС 110/10 кВ для Малмыжского месторождения.

Было выбрано электрическое оборудование в соответствии с заявкой заказчика. Произведён расчёт рабочих токов для выбора сечения проводника, ведущего к проектируемой подстанции, и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ ПС 110 кВ Стройплощадка. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции, был проведен расчет маслоприемника трансформатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 2 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (Дата введения - 2007-12-20).
- 3 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 4 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.
- 5 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 6 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.
- 7 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.
- 8 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.
- 9 www.moselectro.ru [Электронный ресурс] «Комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки напряжением 6(10) кВ К – 104».
- 10 <https://amurminerals.ru/> [Электронный ресурс]- Характеристика субъекта.

- 11 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.
- 12 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”.
- 13 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.
- 14 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.
- 15 СТО 56947007-29.120.40.093-2011 ОАО «ФСК ЕЭС» Руководство по проектированию систем оперативного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения, 2011. – 54 с.
- 16 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : Справочник : Учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА – М. 2006. 480 с.
- 17 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 18 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб. пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

$$L := 0.35 \text{ км}$$

Капиталовложения в строительство линий

Ж/б опоры

$$k_{110} := 740 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := (k_{110} \cdot L) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.194 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос}} := 95 \cdot L \cdot K_{\text{инфл}} = 153.282 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := 69000 \cdot K_{\text{инфл}} = 3.181 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 3200 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.475 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot K_{\text{инфл}} = 5.071 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ору}} + K_{\text{прос}}$$

$$K_{\text{пс}} = 3.837 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} \quad K_{\text{об}} = 3.849 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тэовл}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тэопс}} := 0.05$$

$$\text{ИРЭИ} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{тэопс}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 1.92 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{25} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{15} = 1.543 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$R_{\text{тр}} := 14.7 \text{ Ом} \quad \Delta P_{\text{хх}} := 11.5 \cdot 10^{-3} \text{ МВт}$$

$$U := 110 \text{ кВ} \quad P_{\text{эф}} := 4.9 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$\begin{aligned} T_3 &:= 5900 \text{ ч} & Q_{\text{эф}} &:= 1.96 \text{ МВт} \\ T_{\text{л}} &:= 2860 \text{ ч} \\ T_{\text{г}} &:= 8760 \text{ ч} \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{л}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}} = 349.683 \text{ МВт}$$

$$R_{\text{вл}} := 0.14 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{к}} := 0.49 \cdot 10^{-3} \frac{\text{МВт}}{\text{Ом}}$$

$$\Delta W_{\text{вл}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{вл}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot T_{\text{л}} \cdot R_{\text{вл}} + \Delta W_{\text{к}} = 1.412 \text{ МВт}$$

$$c_0 := 0.5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{вл}} + \Delta W_{\text{тр}}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 175.547 \text{ тыс.руб}$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рэи}} + I_{\Delta W} = 3.48 \times 10^4$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I = 7.329 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Расчет ЧДД

$$T_{\text{строит}} := 1 \text{ лет}$$

$$K_{\text{год}} := \frac{K_{\text{об}}}{T_{\text{строит}}} = 3.849 \times 10^5 \text{ руб}$$

$$P_{\text{мах}} := 4.9 \cdot 1000$$

$$I_{\text{год}} := \frac{I}{25} = 1.392 \times 10^3 \text{ руб}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{мах}} \cdot 4900 = 2.401 \times 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot c_0 = 1.2 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$Z_1 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-1} = -4 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_2 := (D - I) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = 1.088 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$Z_3 := (D - I) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 9.893 \times 10^6 \text{ руб.}$$

$$Z_4 := (D - I) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 8.993 \times 10^6 \text{ руб.}$$

$$Z_5 := (D - I) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 8.176 \times 10^6 \text{ руб.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$З_6 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 7.433 \times 10^6 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧДД} := \sum 3 = 4.498 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД} = 4.498 \times 10^7 \text{ руб}$$