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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«____»_____2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация подстанции напряжением 110 кВ Хор с заменой электромеханических устройств релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Хор - Красицкая

Исполнитель
студент группы 142-об1 _____ (подпись, дата) Д.Д. Рожков

Руководитель
канд. техн. наук, доцент _____ (подпись, дата) Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасности и экологичности
канд. техн. наук, доцент _____ (подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель _____ (подпись, дата) Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«_____»_____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Рожкова Данила Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация подстанции напряжением 110 кВ Хор с заменой электромеханических устройств релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Хор - Красицкая
(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики, нормальная схема электрических соединений объектов распределительной сети 110/35 кВ Филиала АО «ДРСК» « ХЭС».

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): проверка трансформаторов, замена морально устаревшего оборудования, расчет токов короткого замыкания, проверка молниезащиты

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической работы, 28 таблиц, программный продукт ПО Mathcad 15

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность Булгаков А.Б. канд. техн. наук, доцент

7. Дата выдачи задания 10.04.2025 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы:
Мясоедов Юрий Викторович Канд. техн. наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 страницу, 8 рисунков, 24 таблицы, 30 источников.

ОТКРЫТОЕ РАСПСРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Целью данной бакалаврской работы является исследование возможности модернизации подстанции напряжения 110 кВ Хор с заменой электромеханических устройств защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Хор – Красицкая. Реализация данных мер обеспечит надежность и качество электроснабжения потребителей.

Актуальность данной работы заключается в том, что на ОРУ-110 кВ используется устаревшее оборудование, замена которого приведет к уменьшению вероятности аварий и повышению надежности электроснабжения потребителей.

В данной работе был произведен расчет токов короткого замыкания, для выбора оборудования, которое удовлетворяющее всем условиям и современным требованиям. Также произведен расчет максимального расчетного тока трехфазного короткого замыкания. Была проанализирована схема открытого распределительного устройства, и были внесены корректировки, в виде переподключения трансформаторов и автотрансформаторов на разные секции шин. Выбрано оборудование, установленное в открытом распределительном устройстве, удовлетворяющее всем современным требованиям.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящем материале применяются следующие сокращения и обозначения:

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия электропередачи

КЗ – короткое замыкание

ИРМ – источник реактивной мощности

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

н/д – нет данных

НН – низкое напряжение

ПС – подстанция (электрическая)

ТКЗ – ток короткого замыкания

ТН – трансформатор напряжения

ТО – токовая отсечка

ТТ – трансформатор тока

ТЭС – тепловая электростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ШР – шунтирующий реактор

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 8

1 Анализ существующей схемы подстанции 110 кВ и прилегающей сети 10

1.1 Описание подстанции Хор 10

1.2 Анализ существующей схемы ОРУ 110 кВ 14

2 Проверка мощности трансформаторов 16

3 Расчёт токов короткого замыкания 19

3.1. Расчёт токов короткого замыкания 20

3.2. Ударный ток и начальное значение апериодической составляющей трёхфазного короткого замыкания 27

4 Выбор и проверка оборудования на ПС 110 кВ Хор 28

4.1 Определение максимальных рабочих токов 28

4.2 Выбор и проверка выключателя 29

4.3 Выбор и проверка разъединителя 34

4.4 Выбор трансформатора тока 34

4.5 Выбор трансформаторов напряжения 42

5 Релейная защита и автоматика 46

5.1 Расчет защиты ВЛ 110 кВ Хор 46

5.2 Расчет мгновенной токовой отсечки 48

5.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности 52

5.4 Расчет уставок 54

5.5 Выбор параметров настройки блокировки при качаниях 63

5.6 Автоматика управления выключателем 69

6 Проверка заземления и молниезащиты 74

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС 110 кВ Хор 78

6.2 Молниеотводы и зоны молниезащиты 83

6.3 Выбор и проверка ОПН 86

7 Экономическая оценка 88
7.1 Анализ производительности вложений 89
7.2 Расчет эксплуатационных издержек 91
7.3 Возмещение затрат на электроэнергию 91
7.4 Прочие расходы 92
7.5 Расчет ущерба 93
8 Безопасность и экологичность 100
8.1 Безопасность 100
8.2 Экологичность 105
8.3 Чрезвычайные ситуации 111
Заключение 118
Библиографический список 119

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

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

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

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

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

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

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

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

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

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

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика находится на этапе активного развития, обусловленного необходимостью повышения надежности, эффективности и безопасности работы электрических сетей. Подстанции напряжением 110 кВ играют ключевую роль в распределении электроэнергии, обеспечивая стабильное электроснабжение потребителей. Однако значительная часть оборудования, используемого на подстанциях, включая электромеханические устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), морально и физически устарела. Это снижает надежность работы энергообъектов, увеличивает риск аварийных ситуаций и затрудняет оперативное управление сетями.

Актуальность темы обусловлена необходимостью модернизации подстанций для соответствия современным требованиям к надежности и безопасности электроснабжения. В частности, подстанция 110 кВ «Хор», обеспечивающая электроснабжение потребителей и передачу энергии по воздушной линии 110 кВ «Хор – Красицкая», оснащена устаревшими электромеханическими устройствами РЗА. Эти устройства имеют низкую скорость срабатывания, ограниченные функциональные возможности и высокую вероятность отказов, что не отвечает текущим стандартам электроэнергетики. Замена электромеханических РЗА на современные микропроцессорные устройства позволит повысить точность, быстродействие и надежность защиты, а также обеспечить интеграцию с автоматизированными системами управления. Кроме того, модернизация подстанции способствует снижению эксплуатационных затрат и повышению энергоэффективности.

Обоснование выбора темы связано с необходимостью приведения оборудования подстанции 110 кВ «Хор» в соответствие с современными техническими требованиями и нормативными документами, такими как ПУЭ, СО 153-34.20.501-2003 и стандарты ПАО «Россети». Модернизация РЗА воздушной линии 110 кВ «Хор – Красицкая» позволит минимизировать риски аварий, сократить время ликвидации неисправностей и обеспечить стабильное

электроснабжение потребителей. Также внедрение цифровых технологий в системы РЗА соответствует глобальным тенденциям цифровизации электроэнергетики, что делает данную тему актуальной с точки зрения перспективного развития отрасли.

Целью дипломной работы является разработка проекта модернизации подстанции 110 кВ «Хор» с заменой электромеханических устройств релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ «Хор – Красицкая» на микропроцессорные, а также технико-экономическое обоснование предложенных решений. В рамках работы будут рассмотрены вопросы выбора современных устройств РЗА, их настройки, интеграции в существующую инфраструктуру и оценки эффективности модернизации.

Задачи выпускной квалификационной работы: провести анализ существующей схемы подстанции и питающей сети; выбрать и проверить оборудование; проверить систему заземления и молниезащиты подстанции.

При выполнении работы использовались программы Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы), Mathcad 15 (для математических расчётов).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ 110 кВ и ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СЕТИ

1.1 Описание подстанции «Хор»

Подстанция 110 кВ «Хор» расположена в Хабаровском крае, регионе с развитой промышленной и жилой инфраструктурой. Климат умеренно-континентальный, с температурами от -30°C зимой до +35°C летом, а среднегодовая влажность составляет около 70%, что требует надежного оборудования. Сейсмическая активность оценивается в 6 баллов по шкале MSK-64, что важно учитывать. Подстанция обеспечивает электроснабжение предприятий, жилых зон и социальной инфраструктуры, с пиковой нагрузкой около 50 МВт, растущей из-за развития района.

Рисунок 1 – Географическое расположение подстанции 110 кВ «Хор»

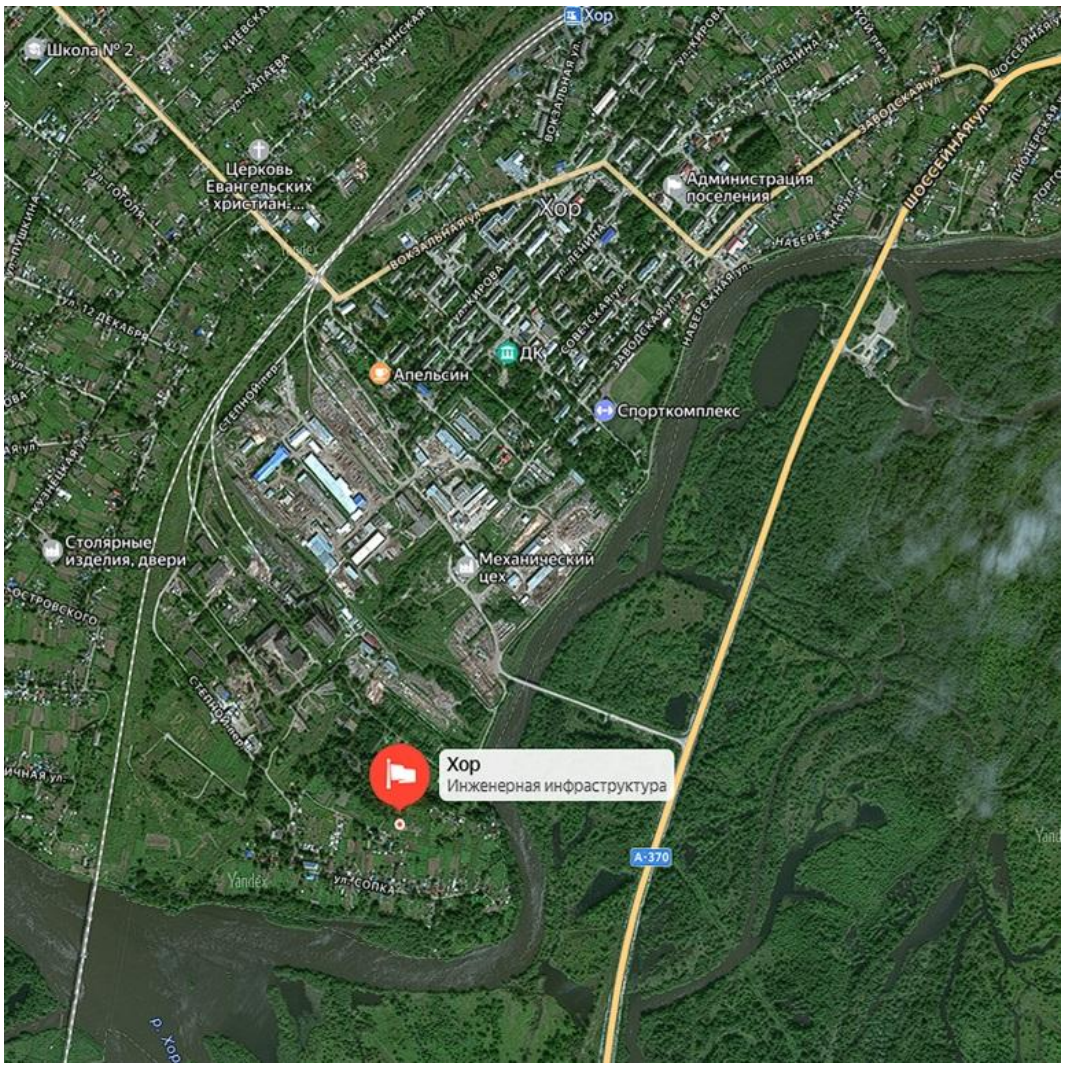

Рисунок 2 – Географическое расположение подстанции 110 кВ «Хор»

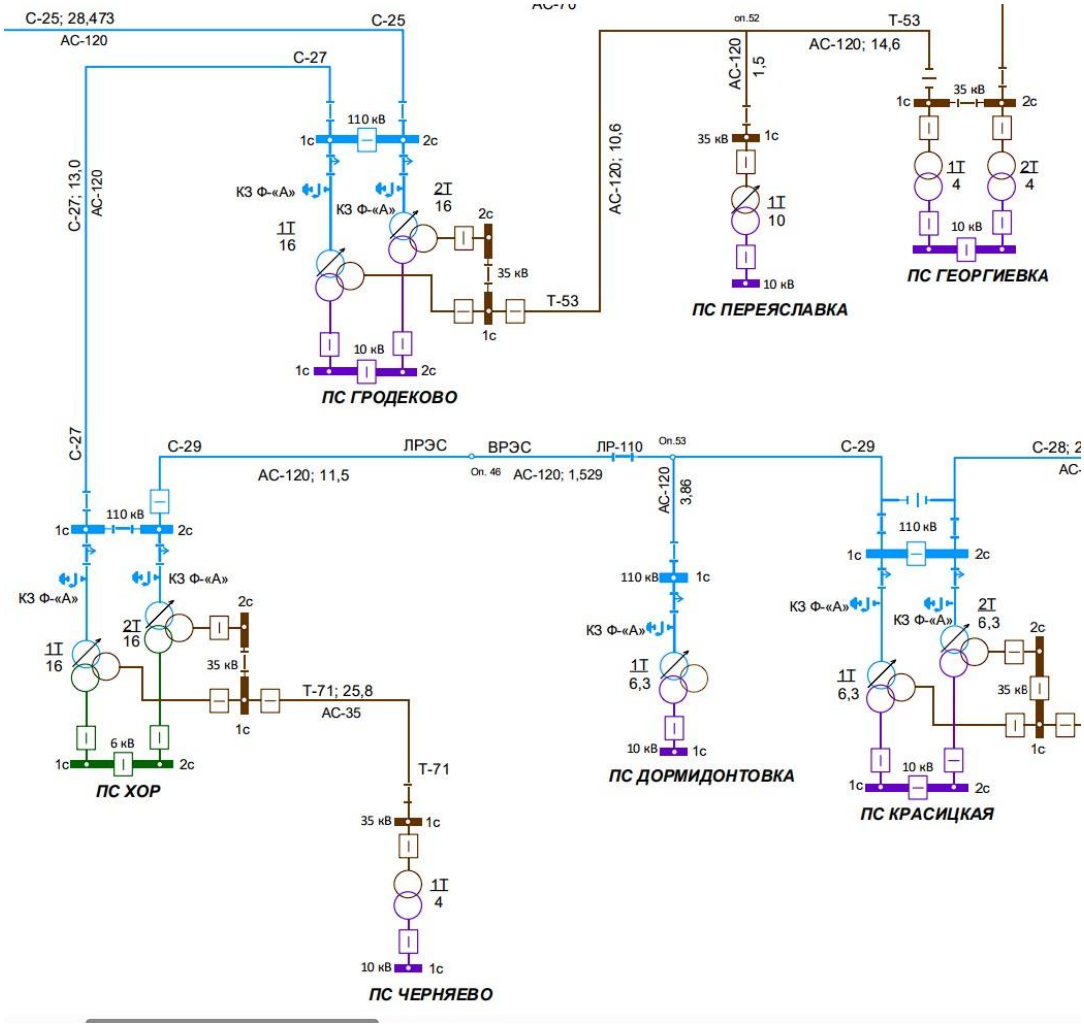

Рисунок 3 – Схема прилегающей сети

На самой подстанции расположено несколько типов распределительных устройств:

– ОРУ 110 кВ – по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин»;

– ОРУ 35 кВ – по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

– ЗРУ 6 кВ – по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателям, система шин».

На ОРУ-110 кВ установлено следующее оборудование:

– силовые трансформаторы;

– высоковольтные выключатели;

– разъединители;
– компенсирующие устройства;
– трансформаторы напряжения.

Суммарная установленная мощность подстанции «Хор» составляет 36 МВА. Характеристики оборудования должны удовлетворять условиям температур. Территория подстанции расположена в посёлке Хор Хабаровского края и соответствует следующим климатическим характеристикам: 3-й район по скорости ветра по таблице 2, 3-й район по толщине стенки гололёда по таблице 3, а температурные параметры приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических характеристик

Температура абсолютная минимальная	-43,0 °С
Температура абсолютная максимальная	+37,0 °С
Температура среднегодовая	+1,5 °С
Температура средняя наиболее холодной пятидневки	-36,0 °С
Температура средняя наиболее холодных суток	-39,0 °С
Зимняя вентиляция	-26,0 °С
Ветер возможный 1 раз в 5 лет с 10-минутным интервалом осреднённый на высоте 10 метров	23 м/с
Ветер возможная 1 раз в 25 лет с 10-минутным интервалом осреднённый на высоте 10 метров	32 м/с
Повторяемость 1 раз в 5 лет плотностью 0,9 г/см3 на высоте 10 метров	7 мм
Повторяемость 1 раз в 25 лет плотностью 0,9 г/см3 на высоте 10 метров	12 мм

Исходя из климатических характеристик проектируемое оборудования должно иметь климатическое исполнение УХЛ.

1.2 Анализ существующей схемы ОРУ 110 кВ

Открытое распределительное устройство на подстанции «Хор» выполнена по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [6] (рисунок 4).

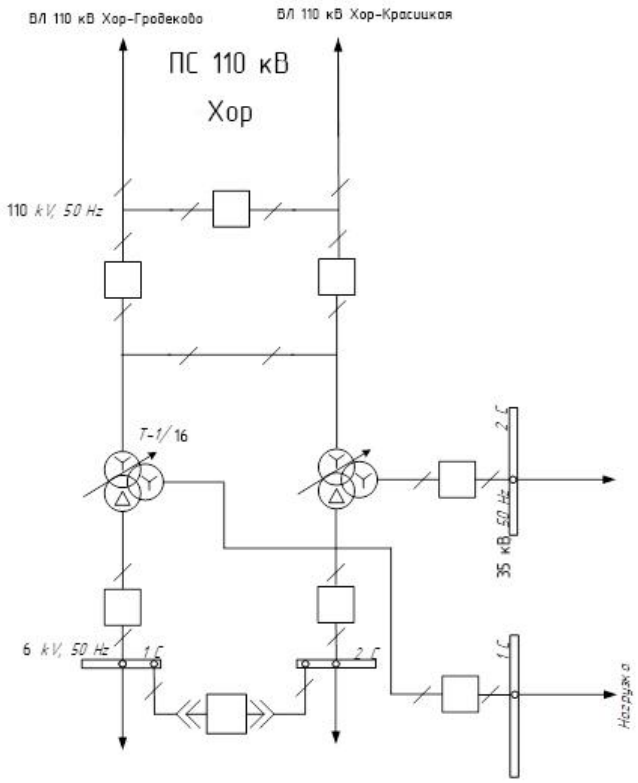

Рисунок 4 - Схема подстанции 110 кВ Хор

На ОРУ 110 кВ в настоящее время установлены многообъемные масляные выключатели типа У-110-1000-2000-25, разъединители типа РНДЗ-заградители ВЗ-1250-05У1.

К положительным моментам данной схемы относятся:

1) простота схемы, для рабочего персонала это основное, уменьшает количество ошибок на объекте;

2) наличие секционного выключателя. Обеспечивает работу первой секции при поломке второй секции;

3) низкая экономическая стоимость.

К отрицательным моментам можно отнести:

1) при ремонте одной секции выходит из оборота источник питания;

2) возможность отключения подстанции из - за выхода из строя секционного выключателя;

3) присутствие отделителей, вследствие чего, уменьшается надежность, так как есть большая вероятность отказа из-за осадков;

4) подключение автотрансформаторов на одну секцию шин, что приводит к отключению всех потребителей 100 кВ, при отключении секции;

5) отсутствие выключателя в цепях трансформаторов и автотрансформаторов.

2 ПРОВЕРКА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформаторов на подстанции в нормальных условиях эксплуатации должна быть достаточной для обеспечения электроэнергией всех подключенных потребителей. Особое внимание уделяется ответственным потребителям I и II категорий, для которых бесперебойное питание критически важно. Даже несмотря на редкость повреждений трансформаторов, их выход из строя может серьезно нарушить работу таких объектов, поэтому этот риск необходимо учитывать.

Для подстанций, питающих потребителей I и II категорий, требуется установка не менее двух трансформаторов. Это обеспечивает резервирование: в случае аварии на одном из трансформаторов второй способен взять на себя всю нагрузку, предотвращая перебои в электроснабжении. Следовательно, номинальная мощность каждого устанавливаемого трансформатора должна составлять 60–70 % от максимальной нагрузки подстанции.

Для проведения модернизации подстанции были использованы результаты контрольных замеров, выполненных летом и зимой 2024 года, при напряжении $U_{ном}$ = 115,2 кВ.

Номинальный ток $U_{ном}$ = 115 кВ.

Ток короткого замыкания на шинах 110 кВ I_k = 1938 А.

Значение нагрузки на первой СШ 110 кВ ПС «Хор»

S_{1c} = 10,2+j19,3

Значение нагрузки на второй СШ 110 кВ ПС «Хор»

S_{1c} = 31,5+j59,9

Произведем расчет максимальной полной мощности всех потребителей,

учитывая потери в сетях напряжением выше 1 кВ и в понижающих трансформаторах потребителей, используя следующую формулу:

$$S_{max} = \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100}\right) \times \left(\sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}\right), \quad (1)$$

где $\sum P$ - максимальное значение суммарной нагрузки МВт,

$\sum Q$ - сумма реактивных мощностей всех потребителей в час максимальной нагрузки, МВАр;

$P_{\text{пост}}$, $P_{\text{пер}}$ - постоянные потери в стали трансформаторов и переменные потери в сетях и трансформаторах, принимаемые соответственно равным 1-2% и 6-10%.

Наиболее полная мощность нагрузки на первой СШ:

$$S_{max} = \left(1 + \frac{2+6}{100}\right) \times \left(\sqrt{31{,}5^2 + 59.9^2}\right) = 68{,}677 \text{ МВА}$$

где $P_{\text{пост}} = 2$ %,

$P_{\text{пер}} = 6$ %.

Наиболее полная мощность нагрузки на второй СШ:

$$S_{max} = \left(1 + \frac{2+6}{100}\right) \times \left(\sqrt{10{,}2^2 + 19{,}3^2}\right) = 22{,}830 \text{ МВА}$$

где $P_{\text{пост}} = 2$ %,

$P_{пер}$= 6 %,

Мощность одного из трансформаторов следует выбирать таким образом, чтобы при отключении одного из них второй мог продолжать обеспечивать электроснабжение. В связи с этим рекомендуется определять мощность трансформатора для аварийного режима по следующей формуле:

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{S_{max}}{k_{AB} \times (n-1)} \quad (2)$$

где S_{max} - суммарная максимальная нагрузка первичной обмотки трансформатора, кВА;

k_{AB} - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности в аварийном режиме, равный 1,4;

n - количество трансформаторов.

Опираясь на формулы, необходимая мощность трансформаторов:

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{S_{\text{расч.макс.1с}}}{k_{AB} \times (n-1)} = \frac{68{,}667}{1{,}4 \times (2-1)} = 49{,}047 \text{ МВА}.$$

Необходимо мощность трансформаторов:

$$S_{\text{н.тр}} \geq \frac{S_{\text{расч.макс.1с}}}{k_{AB} \times (n-1)} = \frac{234{,}833}{1{,}4 \times (2-1)} = 167{,}737 \text{ МВА}.$$

Таблица 2 – Проверка установленных трансформаторов

Наименование Трансформатора	Количество	$S_{Н}$, МВА	$S_{Н.тр}$, МВА
ТДТН - 16000/110/35/6	2	50	49

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Проведём расчёты токов короткого замыкания (КЗ). Цель расчетов - подбор и проверки электрооборудования, а также настройка параметров релейной защиты и автоматики на подстанции «Хор» напряжением 110 кВ.

Для выполнения первой задачи необходимо рассчитать ток КЗ, поступающий к точке повреждения. Основная цель данного расчёта заключается в определении периодической составляющей тока КЗ в наиболее тяжёлом режиме функционирования сети, характерном для подстанции «Хор» и воздушной линии 110 кВ Хор – Красицкая.

Расчёт токов КЗ является сложным процессом, поскольку требует учёта реальных характеристик всех элементов энергосистемы, включающей множество электростанций и подстанций, что представляет значительные трудности. Однако для упрощения расчётов и решения большинства практических задач можно использовать допущения, которые минимизируют погрешности. Применяются следующие упрощения [13]:

1) в теории фазы ЭДС всех генераторов остаются неизменными на протяжении всего процесса КЗ, то есть колебания генераторов исключаются;
2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ постоянными и независимыми от величины тока;
3) намагничивающие токи силовых трансформаторов, установленных на подстанции «Хор», в расчётах не учитываются;
4) ёмкостные проводимости элементов цепи КЗ на землю игнорируются, за исключением особых случаев;
5) трёхфазная система считается симметричной;
6) влияние нагрузки на ток КЗ принимается во внимание с использованием приближённых методов;

7) при расчёте тока КЗ активное сопротивление цепи обычно не учитывается, если отношение x/r превышает 3. Однако активное сопротивление необходимо принимать во внимание при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Для анализа характеристик сети необходимо создать схему замещения, которая обеспечивает наглядное представление элементов энергосистемы. Формирование схемы предполагает приведение характеристик элементов, относящихся к различным ступеням трансформации, к единой ступени, выбранной для расчетов [11].

Наибольший режим работы характеризуется полной загрузкой всех элементов энергосистемы, при которой общее сопротивление сети минимально. Наименьший режим возникает, когда часть генераторов и линий отключена, активность смежной системы минимальна, а общее сопротивление сети максимально. Для выбора уставок и оценки чувствительности защит рассматриваются различные режимы работы, учитывающие все типы коротких замыканий (КЗ) и защиты элементов сети. В максимальных режимах рассчитываются токи небаланса и определяются уставки защит, а в наименьших режимах проверяется чувствительность защит [11].

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Подбор и проверка электрических аппаратов для подстанции «Хор» напряжением 110 кВ осуществляются с учётом следующих параметров: трёхфазное короткое замыкание, электродинамическая и термическая устойчивость, а также ударный ток.

Для расчёта токов короткого замыкания на основе предоставленных данных составим схему замещения. В качестве исходных данных для модернизации подстанции «Хор» использовались значения токов короткого замыкания на шинах напряжением от 0,4 до 500 кВ в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы, зафиксированные по состоянию на 10 января 2025 года.

Номинальное напряжение, Uном=110 кВ.

Ток короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Гродеково, $I_к$=2897 А.

Ток короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Сита, $I_к$=2380 А

Таблица 3 – Данные по участкам ЛЭП

Наименование участка	Марка провода	Длина участка, км
ПС Хор – ПС Гродеково	АС-120	l_1=13
ПС Гродеково – ПС Корфовская	АС-120	l_2= 28,47
ПС Корфовская – ПС Хехцир	АС-120	l_3=0,9
ПС Хехцир – ПС Сита	АС-120	l_4=27,9
ПС Сита – ПС Петровичи	АС-70	l_5=23,7
ПС Петровичи – ПС Георгиевка	АС-70	l_6=23,7
ПС Георгиевка – ПС Гродеково	АС-120	l_7=25,2

Сделаем расчет сопротивления системы по формулам:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \times x_c}, \quad (3)$$

$$x_c = \frac{U_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{КЗ}}^{(3)}}, \quad (4)$$

Сопротивления для системы x_{c1} и x_{c2}:

$$x_{c1} = \frac{110}{\sqrt{3} \times 2{,}897} = 21{,}922 \text{ Ом},$$

$$x_{c2} = \frac{110}{\sqrt{3} \times 2{,}380} = 26{,}684 \text{ Ом}.$$

Проведем преобразование схемы короткого замыкания в точке К1, упрощая ее следующими методами: заменим параллельно и последовательно соединенные сопротивления одним эквивалентным; преобразуем треугольник сопротивлений в эквивалентную звезду; предположим, что потенциалы ЭС1 и ЭС2 равны, что позволяет рассматривать их как единую точку питания.

Выполним расчет сопротивления для всех элементов, принимая во внимание удельные сопротивления: x0 = 0,427 Ом/км для проводов АС-120 и x0 = 0,408 Ом/км для проводов АС-70:

$$x_1 = l_1 \times 0{,}427 \times 13 = 5{,}551 \text{ Ом},$$

$$x_2 = l_2 \times 0{,}427 \times 28{,}47 = 12{,}157 \text{ Ом},$$

$$x_3 = l_3 \times 0{,}427 \times 0{,}9 = 0{,}384 \text{ Ом},$$

$$x_4 = l_4 \times 0{,}427 \times 27{,}9 = 11{,}914 \text{ Ом},$$

$$x_5 = l_5 \times 0{,}408 \times 23{,}7 = 63{,}921 \text{ Ом},$$

$$x_6 = l_6 \times 0{,}408 \times 23{,}7 = 63{,}921 \text{ Ом},$$

$$x_7 = l_7 \times 0{,}427 \times 25{,}2 = 10{,}761 \text{ Ом},$$

Эквивалентное сопротивление последовательно соединённых элементов цепи определяется как сумма сопротивлений отдельных элементов. Кроме того, проведём преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду:

$$x_{12} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 = 5{,}551 + 12{,}157 + 0{,}384 + 11{,}914 + 63{,}921 = 93{,}927 \text{ Ом}$$

$$x_{13} = x_6 + x_7 = 63{,}921 + 58{,}370 = 123{,}663 \text{ Ом}$$

$$x_{1*} = \frac{x_6 \times x_{12}}{x_6 + x_{12} + x_{13}} = \frac{63{,}921 \times 93{,}927}{63{,}921 + 93{,}927 + 123{,}663} = 21{,}679 \text{ Ом}$$

$$x_{2*} = \frac{x_{12} \times x_{13}}{x_6 + x_{12} + x_{13}} = \frac{93{,}927 \times 123{,}663}{63{,}921 + 93{,}927 + 123{,}663} = 41{,}061 \text{ Ом}$$

$$x_{3*} = \frac{x_6 \times x_{13}}{x_6 + x_{12} + x_{13}} = \frac{63{,}921 \times 123{,}663}{63{,}921 + 93{,}927 + 123{,}663} = 28{,}543 \text{ Ом}$$

Теперь найдем результирующее сопротивление $x_{к1}$:

$$x_{k1} = \frac{(x_{c1}+x_{1*})\times(x_{c2}+x_{2*})}{(x_{c1}+x_{1*})+(x_{c2}+x_{2*})} + x_{3*} + x_9, \qquad (5)$$

$$x_{k1} = \frac{(21{,}922 + 21{,}679) \times (53{,}368 + 81{,}388)}{(21{,}922 + 21{,}679) + (53{,}368 + 81{,}388)} +$$

$$+21{,}080 + 63{,}063 = 133{,}926 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление последовательно соединённых элементов цепи, которое представляет собой сумму сопротивлений отдельных элементов. Также выполним преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду:

$$x_{14} = x_6 + x_7 + x_8 + x_9 = 65{,}293 + 29{,}939 + 63{,}063 = 158{,}295 \text{ Ом},$$

$$x_{15} = x_1 + x_2 = 51{,}480 + 22{,}308 = 73{,}788 \text{ Ом}$$

$$x_{16} = x_3 + x_4 + x_5 = 39{,}939 + 22{,}848 + 63{,}921 = 126{,}708 \text{ Ом}$$

$$x_{4*} = \frac{x_{14} \times x_{15}}{x_{14} + x_{15} + x_{16}} = \frac{158{,}295 \times 73{,}788}{158{,}295 + 73{,}788 + 126{,}708} = 32{,}554 \text{ Ом}$$

$$x_{5*} = \frac{x_{14} \times x_{16}}{x_{14} + x_{15} + x_{16}} = \frac{158{,}295 \times 126{,}708}{158{,}295 + 73{,}788 + 126{,}708} = 55{,}902 \text{ Ом}$$

$$x_{6*} = \frac{x_{15} \times x_{16}}{x_{14} + x_{15} + x_{16}} = \frac{73{,}788 \times 126{,}708}{158{,}295 + 73{,}788 + 126{,}708} = 26{,}058 \text{ Ом}$$

На данный момент найдем результирующее сопротивление $x_{к2}$:

$$x_{k2} = \frac{(x_{c1}+x_{4*})\times(x_{c2}+x_{5*})}{(x_{c1}+x_{4*})+(x_{c2}+x_{5*})} + x_{6*} + x_8, \quad (6)$$

$$x_{k2} = \frac{(43{,}844 + 32{,}554) \times (26{,}684 \ + 55{,}902)}{(43{,}844 + 32{,}554) + (26{,}684 \ + 55{,}902)}$$

$$= 39{,}686 \text{ Ом}$$

Далее требуется рассчитать начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания, используя приведенную формулу:

$$I_{П0} = \frac{U}{\sqrt{3}\times x_{рез}}; \quad (7)$$

Найдем ток короткого замыкания в максимальном режиме в точке К1:

$$I_{П0} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 21{,}679} = 2{,}93 \text{ кА}$$

Найдем ток короткого замыкания в максимальном режиме в точке К2:

$$I_{П0} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 41{,}061} = 1{,}54 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток короткого замыкания, для точки К1, К2, К3:

$$I_{к1} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 21{,}679} = 2{,}931 \text{ кА},$$

$$I_{к2} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 41{,}061} = 1{,}543 \text{ кА}.$$

$$I_{к3} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 41{,}061} = 1{,}543 \text{ кА}.$$

В дальнейших расчетах будем применять наибольшее значение тока короткого замыкания в максимальном режиме, а именно ток короткого замыкания для точки К1:

$$I_{П0} = 2{,}931 \text{ кА}.$$

3.2 Ударный ток и начальное значение апериодической составляющей трёхфазного короткого замыкания

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания обычно определяется по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \times I_{\text{П0}}. \quad (8)$$

Но поскольку наши исходные данные имеют только последовательные элементы, то следует использовать другую формулу:

$$i_{at} = i_{a0} \times e^{\frac{t}{T_a}}, \quad (9)$$

где i_{a0} – начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания, кА;

$T_a = 0{,}03$ – постоянная времени затухания, с.

Сделаем расчет начального значения апериодического составляющей трехфазного замыкания:

$$i_{a0t} = \sqrt{2} \times \left(5.469 \times e^{-\frac{0.01}{0{,}03}}\right) = \sqrt{2} \times (5{,}469 \times 0{,}717) = 5{,}542 \text{ кА}.$$

Сейчас рассчитаем ударный ток короткого замыкания по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \times I_{\text{п0}} \times \text{К}_{\text{уд}}. \quad (10)$$

где $\text{К}_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, который находиться по формуле:

$$\text{К}_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0{,}01}{0{,}03}} = 1{,}718$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 1{,}718 \times 5{,}542 = 13{,}453 \text{ кА}$$

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 110 КВ ХОР

4.1 Определение максимальных рабочих токов

Максимально рабочие токи, протекающие через трансформатор.

Максимальными рабочие токи определяются по следующей формуле:

$$I_{мах.раб} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}{}^2 + Q_{\Sigma}{}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, кВар соответственно;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета

Сторона	Напряжение, кВ	Мощность, кВА	Максимальный рабочий ток, А
ВН	110	16000	65,68
СН	35		412,88
НН	60		1445,08

Максимально рабочие токи, протекающие в линии электропередачи. Значения максимально рабочих токов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Максимально рабочие токи

Место установки	Наименование ВЛ	Сечение провода	Длительно допустимый ток [12]
ПС 110 кВ Хор	ВЛ 110 кВ Красицкая - Хор	АС-120/19	390
	ВЛ 110 кВ Гродеково - Хор	АС-120/19	390

4.2 Выбор и проверка выключателя

Подбор выключателя осуществляется на основе длительного номинального тока, номинального напряжения, а также с учетом отключающей способности, термической и динамической устойчивости к токам короткого замыкания [8].

К выключателям высокого напряжения предъявляются особые требования обеспечения надежной работы подстанции. Основные из них [8]:

- гарантированное отключение токов любого типа;
- минимальное время срабатывания при отключении;
- оперативное повторное включение после отключения;
- возможность управления пофазно для напряжений 110 кВ;
- простота проведения осмотра и обслуживания контактов;
- удобство транспортировки и эксплуатации;

В таблице 6 приведены данные о выключателях, которые в настоящее время установлены на подстанции 110 кВ «Хор».

Таблица 6 – Выключатель, установленный на ПС 110 кВ Хор

Наименование параметра	Величина параметра
Тип выключателя	У-110-2000-50У1
Диспетчерское наименование	В-110 Т-1
Год ввода	1987

Для установки на РУ ВН ПС 110 кВ Хор пал выбор на элегазовый выключатель типа У-110-2000-50У1 и проведем его проверку.

Баковый элегазовый выключатель типа У-110-2000-50У1, на номинальные напряжения 110 кВ, выпускает российская компания «Евроконтакт» по лицензии Siemens [21].

Основные характеристики выключателя У-110-2000-50У1 [21]:

- минимальные требования к обслуживанию (гарантийный срок 5 лет, первое техническое обслуживание через 12 лет, первый средний

ремонт через 25 лет, срок эксплуатации до 40 лет);

- простая и надежная конструкция пружинного привода;
- полная герметичность выключателя;
- долговечные главные контакты выключателя;
- низкий уровень перенапряжений при отключении индуктивных токов;
- высокая прочность изоляции, сохраняющаяся даже при атмосферном давлении;
- низкий уровень шума во время работы;
- простота монтажа;
- быстрый ввод в эксплуатацию;
- наличие встроенных трансформаторов тока.

При выборе выключателя реализуется по следующим свойствам, такие как напряжение установки и максимальному рабочему току:

- по напряжения установки

$$\bullet U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \tag{12}$$

- по максимальному току

$$I_{max} \leq I_{\text{ном}}. \tag{13}$$

А также нужно проверить условия, находим максимальный рабочий ток:

$$I_{max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110}, \tag{14}$$

$$I_{max} = \frac{25 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110} = 66 \text{ А.}$$

Проводят проверку по термической устойчивости выключателей по формуле:

$$\text{В}_\text{к} = I_{\text{КЗ}}^2 \times (t_{\text{откл}} + T_a + \Delta_t), \quad (15)$$

Где $t_{\text{откл}}$- время отключения выключателя, возьмем $t_{\text{откл}} = 0{,}06$ с;

Δ_t- степень селективности;

T_a- постоянная единица времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$\text{В}_\text{к} = 2{,}2^2 \times (2 + 0{,}06 + 0{,}02) = 10{,}07 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Также необходимо проверить способность выключателя отключать апериодическую составляющую тока короткого замыкания. Для этого следует определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в токе отключения для времени t.

$$i_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2} \times \beta_\text{н} \times I_{\text{откл}}}{100}, \quad (16)$$

Где $\beta_\text{н}$ – номинальное значение относительного содержания

апериодической составляющей в отключенном токе.

$$i_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2}\times \beta_{\text{н}}\times I_{\text{откл}}}{100} = \frac{\sqrt{2}\times 40\times 31{,}5}{100} = 17{,}819 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость проверяем выключатель по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$\text{В}_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \times I_{\text{тер}}, \quad (17)$$

$$\text{В}_{\text{к}} = 40^2 \times 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчетные данные апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{at} = \sqrt{2} \times I_{\text{кз}} \times e^{\frac{\tau}{Ta}},$$

где τ – кратчайшее время от начала короткого замыкания расхождения дугогасительных контактов, с.

Параметр t рассчитывается по формуле:

$$\tau = t_{3.min} + t_{\text{св}}, \quad (18)$$

Где $t_{\text{св}}$- собственное время отключения, с;

$t_{3.min}$- минимальное время действия РЗ, $t_{3.min}$=0,01 с.

$$\tau = t_{3.min} + t_{\text{св}} = 0{,}01 + 0{,}037 = 0{,}047.$$

Апериодический ток в момент времени t находиться по формуле:

$$i_{A.\tau} = \sqrt{2} \times I_{\text{кз}} \times e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (19)$$

$$i_{A.\tau} = \sqrt{2}\ \times 2{,}2 \times e^{\frac{0.047}{0.02}} = 0.297 \text{ кА}.$$

Найдем ударный ток КЗ в цепи выключателя по выражению:

Выполним расчет начального значения апериодической составляющей трехфазного короткого замыкания.:

$$i_{\text{А}.t} = \sqrt{2} \times I_{\text{кз}} \times \text{К}_{\text{уд}}. \quad (20)$$

$\text{К}_{\text{уд}}$ - удельный коэффициент можно посчитать по формуле:

$$\text{К}_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{0{,}01}{T_a}} = 2{,}396.$$

Определим ударный ток по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times I_{\text{кз}} \times \text{К}_{\text{уд}} = \sqrt{2}\ \times 2{,}2 \times 2{,}396 = 7{,}455.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 7.

Таблице 7 – Сопоставление из каталога данных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$\text{U}_{\text{Н}} = 100$ кВ	$U_{\rho} = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$\text{I}_{\text{Н}} = 2000$ А	$\text{I}_{\text{РМАХ}} = 66$ А	$I_P \leq I_H$
Iскв = 100 кВ	$\text{i}_{\text{уд}} = 7{,}455$ кА	$i_{\text{УД}} \leq iA_{\text{НОМ}}$
$\text{В}_{\text{КН}} = 4800$ кА^2 с	$\text{В}_{\text{КР}} = 10{,}07$ Ка^{2}с	$\text{В}_{\text{КР}} \leq \text{В}_{\text{КН}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40$ кА	$I_{\text{по}} = 2.2$ кА	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТК}} = 40$ кА	$I_{\text{по}} = 2.2$ кА	$I_{\text{П}t} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{А.НОМ}} = 17{,}819$	$I_{\text{А.уд}} = 0{,}297$ кА	$I_{\text{А.уд}} \leq i_{A.\text{НОМ}}$

Можно сделать вывод из результатов, что выключатель марки У-110-2000-50У1- соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.2 Выбор и проверка разъединителя

Разъединитель – это устройство на подстанции, предназначенное для формирования видимого разрыва в электрической цепи при отсутствии тока или при наличии незначительного тока, что гарантирует безопасность при отключении.

Подбор разъединителя следует проводить аналогично выбору выключателя, но без учета отключающей способности, поскольку разъединитель не предназначен для размыкания цепей, находящихся под током.

Таким образом, анализируем разъединители с одним и двумя заземляющими ножами. Высоковольтные разъединители наружной установки серии РНДЗ на напряжение 110 кВ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения, находящихся под напряжением, а также для заземления отключенных участков с использованием заземляющих ножей.

Сравним данные из каталога и расчетные значения для разъединителя в виде таблицы 8.

Таблица 8 – данные из каталога и расчетные значения для разъединителя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_Н$ = 110 кВ	U_P = 110 кВ	$U_P \leq U_H$
$I_Н$ = 2000 А	I_P = 66 А	$I_P \leq I_H$
$I_{СКВ}$ = 100 кА	$I_{уд}$ = 7,455 кА	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$
Главные ножи		
$I^2T \times t_т = 40^2 \times 3 = 4800$ кА^{2}с	Вк = 10,07 кА^{2}с	Вк $\leq I^2T \times t_т$
Заземляющие ножи		
$I^2T \times t_т = 40^2 \times 1 = 1600$кА^{2}с	Вк = 10,07 кА^{2}с	Вк $\leq I^2T \times t_т$

4.3 Выбор трансформатора тока

Измерительные трансформаторы применяются для преобразования первичных токов и напряжений до уровней, подходящих для подключения измерительных приборов, реле защиты и устройств автоматики. Использование измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность персонала, поскольку цепи высокого и низкого напряжения изолированы друг от друга, а также позволяет унифицировать конструкции приборов и реле.

Трансформаторы тока выбираются по следующим критериям:

– напряжения установки;

– номинальный ток.

Номинальный ток трансформатора должен быть близким к рабочему току установки, поскольку недогрузка первичной обмотки увеличивает погрешность измерений.

Трансформатор тока рекомендуется выбирать с двумя вторичными обмотками: одна для подключения электроизмерительных приборов, другая – для устройств защиты.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в сетях переменного тока с номинальным напряжением 110 кВ. Сведем его характеристики в таблицу 9.

Таблица 9 – Основные характеристики трансформатора тока.

Название параметров	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток, А	110
Ток термической стойкости, кА	50
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Так же нужно отметить то фактор, это проверка производителя:

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости;

– термической стойкости.

Что более важно, что следует учитывать внешние факторы работы распределительного устройства:

1. влажность;

2. температура окружающей среды;

3. высоту над уровнем небо и др.

Таким образом можно сделать вывод, что такие условия могут потребовать оборудование особого исполнения, обладающего повышенной стойкости, к некоторым параметрам окружающей среды.

При реконструкции схемы ОРУ 110 кВ было брошено особое внимание на следующие характеристики:

– надежность, это путем уменьшения отключаемых присоединений, при отключении шин;

– живучесть, это путем уменьшения вероятности погашения всей станции;

– ремонтоспособность.

Что бы выполнить определенную задачу, необходимо принять следующие методы, по улучшению следующих характеристик:

– подключение АТ и трансформаторов на разные участки шин, для предотвращения отключения обоих трансформаторов на время отключения одной из участков шин;

– замена старого оборудование наиболее современное и надежное.

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током Iном (стандартный ряд номинальных первичных токов включает значения от 1 до 40 000 А) и номинальным вторичным током I2ном, который составляет 1 А или 5 А. Для выбора трансформатора тока нужно определить нагрузку вторичного обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (21)$$

Где Z_2- вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2\text{НОМ}}$- номинальная допустимая нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (22)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}. \quad (23)$$

Перед началом подбора трансформаторов тока необходимо определить количество и тип измерительных приборов, подключенных к вторичной цепи, а также знать длину l соединительных проводов. Минимальное сечение проводов должно составлять 2,5 мм² для медных и алюминиевых проводов. Максимальное сечение, соответственно, – 6–10 мм². Следующим определяется сопротивление наиболее нагружено фазы, аналогично со схемой соединения приборов контроля и учета, как видно, что $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРИБ}}$. Вторичная нагрузка трансформаторов для наиболее нагруженной фазы представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Место установки ТТ	Класс точности обмотки ТТ	Наименование прибора	Потребляемая мощность, ВА
ОРУ 110 кВ Ввод Т1 (Т2) 110 кВ	0,2S	Счётчик А1802	0,003
	0.5	Варметр	0,1
	0.5	Ваттметр	0,1
ОРУ 110 кВ Ввод Т1 (Т2) 110 кВ	0,5	Амперметр	0,1
	10Р	Терминал бреслер-0105	0,8
		Терминал ИМФ-3Р	0,5
		Терминал БЭ2704V085	2
		Терминал БЭ2704V021	2
ОРУ 110 кВ СВ-110 кВ	10Р	Терминал бреслер-0105	0,8
		Терминал ИМФ-3Р	0,5
		Терминал БЭ2704V085	2
		Терминал БЭ2704V021	2
		Терминал бреслер-0105	0,8
		Терминал ИМФ-3Р	0,5
		Терминал БЭ2704V085	2
		Терминал БЭ2704V021	2
		Терминал БЭ2704V019	2
Итого			18,203

Для предоставления заданного класса точности обязаны соблюдать условия:

$$Z_{2.\text{ДОП}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (24)$$

В таблице 11 продемонстрированы трансформаторы тока, которые на данный момент находятся и установлены на ПС 110 кВ Хор.

Таблица 11 – Трансформаторы тока, установленные на ПС 110 кВ Хор

Параметр	Величина параметра	Величина параметра	Величина параметра	Величина параметра
Место присоединения	РП-110	В-110 Т-1	В-110 Т-2	СВ-110
Тип трансформатора тока	ТФЗМ-110Б-ШУ1	ТВ-110	ТВ-110	ТВ-110
Диспетчерское наименование	ТТ РП-110	Встроенный ТТ в В-110 Т-1	Встроенный ТТ в В-110 Т-2	Встроенный ТТ в СВ-110
Год ввод	1987	1987	1987	2011

На стороне высокого напряжения (ВН) выберем трансформатор тока ТВ-110 и проведем его проверку. Трансформаторы тока ТВ-110 предназначены для передачи сигналов измерительной информации приборам измерения, а также устройствам защиты и управления в цепях переменного тока с частотой 50 Гц. Эти трансформаторы интегрируются в выключатели или силовые трансформаторы.

Рассчитаем нагрузки на трансформатор тока по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum(r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}); \quad (25)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{ДОП}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}. \quad (26)$$

Где $r_{\text{ПР}}$- сопротивление проводов;

$r_{2\text{ДОП}}$- допустимое сопротивление нагрузки на трансформаторы тока (10 Ом);

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН;

$r_{\text{К}}$ – сопротивление контактов применяется равным $r_{\text{К}}$= 0,01 Ом, при большом количестве приборов.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, \quad (27)$$

Где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами $S_{\text{ПРИБ}}$= 18,203 ВА.

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, I_2=5 А.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{18{,}203}{5^2} = 0{,}728 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проводов рассчитаем по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = 10 - 0{,}728 - 0{,}01 = 9{,}262 \text{ Ом}.$$

Сечение проводов рассчитаем по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{\text{пр}}}, \quad (28)$$

Где l – длина соединительного кабеля (l =150 м).

Зависимость длины соединительных проводов напряжения продемонстрировано в таблице 12.

Таблица 12 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения.

U_H, кВ	l, м
1	2
110	100-150

Продолжение таблицы 12

35	75-100
10	4-6

ρ – удельное сопротивление материала кабеля (алюминий): ρ = 0,0283.

В результате составим:

$$S = \frac{0.0283 \times 150}{9.262} = 0.458 \text{ мм}^2.$$

Берем ближайшее большее стандартное сечение контрольного кабеля. Берем кабель АКРВГ с сечением q = 4.0 мм$^{2.}$

Сопротивление проводов будем считать по следующей формуле:

$$r_{\text{ПР}} = \frac{\rho \times l}{q}, \quad (29)$$

$$r_{\text{ПР}} = \frac{0{,}0283 \times 150}{4} = 1{,}061 \text{ Ом}.$$

В таком случае сопротивление нагрузки будет равен:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}, \quad (30)$$

$$Z_2 \approx r_2 = 0{,}728 + 1{,}061 + 0{,}01 = 1{,}799 \text{ Ом},$$

$$\text{В}_{\text{терм}} = I^2_{\text{терм.ном}} \times t_{\text{отк}}, \quad (31)$$

$$\text{В}_{\text{терм}} = I^2_{\text{терм.ном}} \times t_{\text{отк}} = 25^2 \times 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

В таблице 13 представлены каталожные и расчетные значения.

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетные значение

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600\ A$	$I_{\text{р}} = 66$ А	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0.8$ Ом	$Z_2 = 1{,}799$ Ом	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{элд}} = 80$ кА	$I_{\text{уд}} = 7{,}455$ кА	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{элд}}$
$\text{В}_{\text{терм}} = 1875\ \text{кА}^2\text{с}$	$\text{В}_{\text{к}} = 10{,}07\ \text{кА}^2\text{с}$	$\text{В}_{\text{терм}} \leq \text{В}_{\text{к}}$

На основании полученных результатов можно заключить, что выбранный трансформатор тока ТВ110-I-600/5 ХЛ2 удовлетворяет заданным условиям и пригоден для установки.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформатора тока напряжения происходит по нескольким критериям:

1. По установки напряжения;
2. По схеме и конструкции соединения;
3. По точности классу;
4. По вторичной нагрузке.

Напряжение трансформатора тока рассчитывается по формуле:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \tag{32}$$

$S_{2\Sigma}$ - нагрузке всех измерительных приборов и реле, объединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения применяются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток

вольтметров, приборов учета и контроля, а также устройств релейной защиты и автоматики подстанции [8].

Для контроля напряжения и изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6–10 кВ) устанавливаются трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с соответствующим заземлением нулевой точки [14].

Аналогично выбору трансформаторов тока, для проверки соответствия класса точности необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$ [8].

И Измерительные трансформаторы напряжения подключаются своей первичной обмоткой параллельно к цепи высокого напряжения, а вторичная цепь также подключается параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются в зависимости от напряжения первичной цепи. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики и зависят от мощности трансформатора, но, как правило, выбираются минимально допустимыми с учетом механической прочности. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть компактными, легкими и высоконадежными устройствами, обеспечивающими стабильную работу в электроустановках. В используемых схемах и конструкциях должны быть минимизированы все виды погрешностей для достижения высокой точности измерений [8].

В данной таблицы 14 продемонстрированы трансформаторы напряжения, которые на данный момент установлены на ПС 110 кВ Хор.

Таблица 14 – Трансформаторы напряжения, установленые на ПС 110 кВ Хор.

Параметр	Величина параметр	Величина параметра
Место присоединения	1С-110	2С-110
Тип трансформатора тока	НКФ-110-58 У1	НКФ-110-58 ХЛ1
Диспетчерское название	ТН-110 1С	ТН-110 2С
Год ввода	1987	1988

На сторону ВН выберем трансформатор напряжения НКФ-110-58 У1 и сделаем его проверку. Трансформаторы напряжения осуществляют на каждую секцию. Вторичная нагрузка трансформатора изображенный в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Элемент нагрузки	Количество	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Междуфазные нагрузки (Sab)			
Терминал БЭ2704V085	1	0.5	0.5
Терминал БЭ2704V021	1	0.5	0.5
Терминал БЭ2704V019	1	0.5	0.5
Регистратор аварийных событий	1	1	1
Определение места повреждений	1	1.5	1.5
Измерительный преобразователь	1	3	3
Счетчик А1802	2	3.6	7.2
Варметр	2	0.1	0.2
Ваттметр	2	0.1	0.2
Междуфазные нагрузки (Sbc)			
Терминал БЭ2704V085	1	0.5	0.5
Терминал БЭ2704V021	1	0.5	0.5
Терминал БЭ2704V019	1	0.5	0.5
Регистратор аварийных событий	1	1	1
Определение места повреждений	1	1.5	1.5
Измерительный преобразователь	1	3	3
Счетчик А1802	2	3.6	7.2
Варметр	2	0.1	0.2
Ваттметр	2	0.1	0.2

Продолжение таблицы 15

Междуфазные нагрузки (Sca)			
Терминал БЭ2704V085	1	0.5	0.5
Терминал БЭ2704V021	1	0.5	0.5
Терминал БЭ2704V019	1	0.5	0.5
Регистратор аварийных событий	1	1	1
Определение места повреждений	1	1.5	1.5
Измерительный преобразователь	1	3	3
Счетчик А1802	2	3.6	7.2
Итого			43,4

В сравнении из каталожных и расчетных данных показано в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожные и расчетные данные.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{нт}} = 110$ кВ	$U_{\text{н}} = 110$ кВ	$U_{\text{нт}} \geq U_{\text{н}}$
$S_{\text{н}} = 400$ ВА	$S_{\text{р}} = 43{,}4$ ВА	$S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$

Можно сделать вывод из результатов трансформатора напряжения НКФ – 110 – 58 У1 совпадает данным условиям и может быть принят к установке на подстанции.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расчет защиты ВЛ 110 кВ Хор

Использование дистанционной защиты в сетях со сложной конфигурацией оправдано в случаях, когда максимальные токовые и направленные токовые защиты не обеспечивают достаточной чувствительности и быстродействия.

Принцип работы дистанционной защиты основывается на контроле сопротивления. В нормальном режиме работы линии значения тока и напряжения на шинах близки к номинальным. При возникновении короткого замыкания (КЗ) происходит снижение напряжения на шинах и контролируемого сопротивления, что сопровождается увеличением тока в линии. Анализируя изменения сопротивления, можно выявить факт короткого замыкания и определить удаленность точки повреждения.

Дистанционная защита характеризуется относительной селективностью и выполняется в виде трехступенчатой системы. Первая ступень охватывает 85% от все длины защищаемой линии и есть выдержка времени равная $t_1 = 0\ c$. Настройка первой ступени осуществляется с учетом отстройки от КЗ на шинах подстанции, расположенной на противоположном конце линии, с коэффициентом отстройки 0,85.

Вторая ступень предназначена для полной и надежной защиты всей линии. Поскольку зона действия второй ступени может распространяться на смежную линию, для обеспечения селективности вводится временная отстройка. Настройка второй ступени выполняется с учетом следующих условий [9]:

– отстройка от КЗ на шинах низшего (или среднего) напряжения;

– согласование с первой ступенью защиты.

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_2 = t_1 + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t. \quad (33)$$

где $t_{\text{УРОВ}}$ – время срабатывания выключателя, с;

Δt – степень селективности, принимается равной 0,5 с.

При проведении проверке второй степени по чувствительности нужно, чтобы соблюдать условия $k_4 \geq 1.25$.

Третья ступень выполняется по функции ближнего и дальнего резервирования.

Третья ступень выбирается по следующим условиям [9]:

– согласование со второй ступенью защиты;

– отстройки от нагрузочных режимов.

Представлены в таблице 17 активная и реактивная мощность, которые нужны для отстройки и построения данных в АРМ СРЗА.

Таблица 17 – Активная и реактивная мощность подстанции

№ режима	Название объекта электроэнергетики	U		P^2 МВт	Q^2 МВт	I, А
		Модуль, кВ	Фаза[1], град			
1	ПС 110 кВ Хор	198	-19,8	192	42	572
2	ПС 110 кВ Хор	209	-14	153	25,6	429
3	ПС 110 кВ Хор	196,2	-59,3	250	-55	753
4	ПС 110 кВ Хор	214,5	-52,7	229	-62,7	638
5	ПС 110 кВ Хор	196,2	59,3	250	-55	753

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_3 = t_2 + \Delta t. \quad (34)$$

При выполнении проверки третьей ступени дистанционной защиты на чувствительность нужно обеспечить соблюдение следующих условий [9]:

– в зоне ближайшего резервирования $k_4 \geq 1.5$;

– в зоне дальнего резервирования $k_4 \geq 1.2$.

Вопрос на расчет дистанционной защиты ВЛ 110 кВ Хор и полученные установки продемонстрированы в приложении №.

Уставка дистанционной защиты линии изображены в таблице 18.

Таблица 18 – Установки дистанционной защиты линии

Название подстанции	Ступень защиты	Выбранная уставка		Коэффициент чувствительности
		Полное сопротивление, Ом	Выдержка времени, с	
ПС 110 кВ Хор	1	Z= 10,2+j19,3	0	Не нормируется
	2	Z=31,5+j59,9	0,8	1,68
	3	Z=101,3+j192,4	1,3	В зоне ближнего резервирования 1,68 в зоне дальнего резервирования - 0,31

На основании проведенных расчетов можно заключить, что дистанционная защита воздушной линии (ВЛ) 110 кВ «Хор» соответствует требованиям селективности, за исключением зоны дальнего резервирования, где чувствительность за трансформатором не обеспечивается. Характеристики срабатывания дистанционной защиты со стороны подстанции 110 кВ «Хор» и параметры отстройки от нагрузочного режима представлены на рисунках 5 и 6 соответственно.

5.2 Расчет мгновенной токовой отсечки

Токовая отсечка является мгновенно срабатывающей токовой защитой, селективность которой обеспечивается координацией с защитами смежных участков путем выбора тока срабатывания, превышающего максимальный ток внешнего короткого замыкания.

Объекты данной защиты отслеживают величину тока на защищаемом участке. При превышении тока установленного порогового значения защита инициирует отключение этого участка.

Для обеспечения селективности и срабатывания защиты исключительно на своей линии, без воздействия на смежные участки, необходимо настроить ее с учетом отстройки от трехфазного короткого замыкания.

В приложении продемонстрированы токи, нужные для расчета уставок МТО.

Ток срабатывания отсечки находим по следующим критериям:

– отстройка от трехфазного короткого замыкания в конце линии в максимальном режиме:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{max} \times k_{\text{отс}}, \quad (35)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, 1,3;

I_{max} – максимальный ток, находящийся в месте установки защиты трехфазных коротких замыканий на шинах ВН ПС другого конца защищаемой линии, 1000 А.

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{max} \times k_{\text{отс}} = 1000 \times 1{,}3 = 1300 \text{ А}.$$

– отстройка от максимального тока при коротком замыкании сзади на шинах подстанции:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{max} \times k_{\text{отс}}, \quad (36)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, 1,3;

I_{max} – максимальный ток, находящийся в месте установки защиты трехфазных коротких замыканий на шинах ВН ПС другого конца защищаемой линии, 1023 А.

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{max} \times k_{\text{отс}} = 1023 \times 1{,}3 = 1329{,}9 \text{ А}.$$

– отстройка от максимального тока нагрузки линии:

$$I_{\text{макс.нагр}} = \frac{I_{\text{нагр}} \times k_{\text{с}} \times k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}}, \quad (37)$$

где $k_{\text{с}}$ – коэффициент самозапуска, 1;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, 0,9;

$I_{\text{нагр}}$ – ток нагрузки линии. 753 А (смотреть таблицу 19).

$$I_{\text{макс.нагр}} = \frac{753 \times 1 \times 1{,}2}{0{,}9} = 1004 \text{ А}.$$

– отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{бр.нам}} = \sum I_{\text{ном.тр}} \times k_{\text{бр}}, \quad (38)$$

где $\sum I_{\text{ном.тр}}$- сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые одновременно включается под напряжением по защищаемой линии;

$k_{\text{бр}}$ – коэффициент броска тока намагничивания, 5.

Сделаем расчет номинального тока трансформатора марки ТДНТ – 2500/110 по формуле:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (39)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, 25 000 кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение обмотки ВН, 110 кВ.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \times 110} = 65{,}5 \text{ А.}$$

Найдем установку по выражению:

$$I_{\text{бр.нам}} = (65{,}6 + 65{,}6 + 65{,}5) \times 5 = 984 \text{ А.}$$

– отстройка от тока качаний $I_{\text{кач}} = 1001$ А при (при $\varphi = 135$ °).

При проведении проверки уставок чувствительности нужно соблюдать условия:

$k_4 \geq 1.2$.

где k_4 – коэффициент чувствительности.

Предоставление чувствительности при междуфазном коротком замыкании в самом начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}.min}}{I_{с.з}}, \quad (40)$$

где $I_{\text{кз}.min}$ – минимальный ток, проходящий в участке установки защиты при трехфазном коротком замыкании в начале защищаемой линии, 1202 А.

При настройке токовой отсечки с учетом расчетных требований не обеспечивается достаточная чувствительность при междуфазном коротком замыкании (КЗ) в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети. В то же время токовая отсечка оказывается неэффективной при эксплуатации

в режиме «постоянно введена» или «автоматически введена при включении выключателя».

На основании этого произведем выбор уставки срабатывания токовой отсечки, обеспечивающей выполнение условий при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети.

Выберем установку срабатывания 800 А. Проверка ее чувствительности в минимальном режиме по формуле (№):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}.min}}{I_{с.з}} = \frac{1202}{800} = 1{,}5.$$

Режим работы токовой отсечки – вводится оперативно на время тестирования ЛЭП напряжением и до включения ее в транзит выводится:

5.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности активируется при превышении заданного значения тока нулевой последовательности. Она применяется для защиты линий электропередач (ЛЭП) при коротких замыканиях на землю, которые составляют до 85% всех коротких замыканий в электрических сетях. Токовые реле ТЗНП подключаются либо к нулевому проводу звезды трансформатора тока, либо к трансформатору тока в заземленной нейтрали силового трансформатора. В номинальном симметричном режиме через них проходят только токи небаланса. Таким образом, уставки срабатывания ТЗНП не требуется отстраивать от токов перегрузки, что обеспечивает высокую чувствительность защиты к удаленным точкам короткого замыкания на землю [18].

ТЗНП является защитой с относительной селективностью и реализуется в виде многоступенчатой системы, включающей четыре ступени защиты. Расчет ступеней ТЗНП включает определение токов срабатывания, выдержек времени и чувствительности для каждой ступени защиты.

Уставка второй ступени ТЗНП определяется по требованиям согласия с первой ступенью ТЗНП предыдущей линии 110 к. Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_2 = t_1 + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t. \quad (41)$$

где $t_{\text{УРОВ}}$ – время срабатывания выключателя, с;

t_1 - выдержка времени первой ступени. с;

Δt – ступень селективности, принимается равной 0,5 с.

При проверке второй ступени по чувствительности и нужно, следовать условие $k_4 \geq 1.25$.

Уставка третьей ступени ТЗНП определяется с учетом согласования с третьей ступенью защиты последней линии подстанции 110 кВ «Хор» и отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформатора тока при внешних междуфазных замыканиях. Выдержка времени рассчитывается по следующей формуле:

$$t_3 = t_2 + \Delta t. \quad (42)$$

где t_2 – выдержка времени второй ступени, с.

При проведении проверки третьей ступени по чувствительности и нужно, чтобы соблюдать требования условия $k_4 \geq 1.3$.

Уставка четвертой ступени ТЗНП находиться по требованиям согласования с четвертой ступенью защиты прошлой линии 110 кВ Хор и отстройкой от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при внешних замыканиях между фазами. Выдержка времени выбирается по формуле [12]:

$$t_4 = t_3 + \Delta t. \quad (43)$$

где t_3 - выдержка времени третьей ступени, с.

При проведении проверки третьей ступени по чувствительности нужно, чтобы соблюдать требования:

– в зоне ближнего резервирования $k_4 \geq 1.5$;

– в зоне дальнего резервирования $k_4 \geq 1.2$.

Задание на расчет токовой защиты нулевой последовательности и полученные установки и продемонстрированы в приложении Д.

Уставки ТЗНП изображены в таблице 19.

Таблица 19 – Уставки

Название подстанции	Ступень защиты	Выбранная уставка		Коэффициент чувствительности
		Ток срабатывания, А	Выдержка времени, с	
ПС 110 кВ Хор	1	1093	0	Не нормируется
	2	458	0,8	1,57
	3	382	1,3	1,88
	4	76	1,8	В зоне ближнего резервирования – 1,96 В зоне дальнего резервирования – 9,47

Сделаем вывод из результатов расчета, что токовая защита нулевой последовательности ВЛ 110 соответствует условиям селективности.

5.4 Расчет уставок

5.4.1 Расчет установок токового органа с пуском по приращению DI_2, воздействует на блокировку

Для обоих полукомплектов уставки до начала, до нахождения коэффициента чувствительности, делается выбор одинаковым, так как формулы для расчета входит один и тот же ток $\left(I_{\text{нагр}} \text{ или } I_{\text{раб.макс}}\right)$ [10].

Уставка токового органа с пуском по приращению DI_2 делается выбор из отстройки от тока небаланса, определяемого погрешности трансформатора тока, частотными небалансами фильтров обратной последовательности и погрешностями их настройки, а также небалансами нагрузочного режима сети. DI – используется при настройке терминалов [10].

В приложении Е представлен расчет токов и напряжений, необходимых для расчетов уставок ВЧБ.

Уставка DI_2 – рассчитывается по следующим требованиям:

– по чувствительности при коротком замыкании в конце зоны срабатывания ВЧБ [10]:

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (44)$$

где $I_{2\text{кз.мин}}$ – минимальное приращение тока обратной последовательности при междуфазных КЗ (при однофазном коротком замыкании для ступеней ДЗ от КЗ на землю) в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме, 339 А;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5:

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{339}{1{,}5} = 226 \text{ А},$$

$$DI_{2\text{чув}} \leq 226 \text{ А}.$$

– по отстройке от тока небаланса, появляющегося в максимальном нагрузочном режиме при отклонении частоты сети от номинальной, а также от тока небаланса в асинхронном режиме, если он может быть на защищаемой ЛЭП [10].

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \times I_{2\text{нб.расч}}, \quad (45)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{2\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности.

Ток небаланса обратной последовательности, обусловленный различием погрешностей трансформаторов тока (ТТ) разных фаз (при этом предполагается, что один ТТ имеет максимальную погрешность, а два других не имеют погрешностей), рассчитывается по следующей формуле [10].

$$I_{2\text{нб.расч}} = \frac{\varepsilon}{3} \times I_{\text{макс}}, \quad (46)$$

где $I_{\text{макс}}$ – ток в максимальной нагрузочным режиме или асинхронном режиме:

ε – полная погрешность ТТ, 0,1.

Максимальное расчетное значение тока небаланса обратной последовательности принимается равны:

$$I_{2\text{нб.расч.макс}} = 0{,}03 \times I_{\text{макс}}, \quad (47)$$

$$I_{2\text{нб.расч.макс}} = 0{,}03 \times I_{\text{макс}} = 0{,}03 \times 600 = 18 \text{ А}.$$

Подставим полученное значение в выражение (44):

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{1{,}2}{0{,}9} \times 18,$$

$$DI_{2\text{чув}} \leq 24 \text{ А}.$$

5.4.2 Выбор уставки токового органа с пуском по погрешности DI_1, действующего на блокировку

Уставки DI_1 делается расчет по следующим требованиям:

1) по чувствительности при трехфазном коротком замыкании в конце зоны срабатывания ВЧБ:

$$DI_{1\text{чув}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (48)$$

где $I_{1\text{кз.мин}}$ – минимальное приращение тока прямой последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме:

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 2;

$$DI_{1\text{чув}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{381}{2} = 190 \text{ А};$$

$$DI_{1\text{чув}} \leq 190 \text{ А}.$$

2) по отстройке от приращения тока прямой последовательности в асинхронном режиме за интервал времени сравнения его значений.

$$DI_{1\text{чув}} \leq k_{\text{н}} \times \Delta I_{1\text{кач}}, \quad (49)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, берется равным 1,2;

$\Delta I_{1\text{кач}}$ – приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме.

Необходимое расчетное условие применимо для случая, когда чувствительный пусковой орган, реагирующий на приращение тока прямой последовательности, обеспечивает активацию быстродействующих ступеней

дистанционной защиты (ДЗ), выдержка времени которых не согласована с циклом асинхронного режима.

Максимальное приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме $\Delta I_{1\text{кач}}$ находимся:

$$\Delta I_{1\text{кач}} = \pi \times \Delta f \times I_{\text{кач.макс}} \times \Delta t, \quad (50)$$

где Δf –частота качаний, берется равной 0,2;

$I_{\text{кач.макс}}$ – значение тока качаний в момент времени, когда угол между векторами ЭДС $\delta = 180°$, 1082 А;

Δt – интервал сравнения значений тока качаний, берется равным периоду промышленной частоты (0,02 с).

$$\Delta I_{1\text{кач}} = 3{,}14 \times 0{,}02 \times 1082 \times 0{,}02 = 1{,}359 \text{ А}.$$

Представленные значение, которые получили в формулу (48):

$$DI_{1\text{чув}} \leq 1{,}2 \times 1{,}359,$$

$$DI_{1\text{чув}} \leq 1{,}63 \text{ А}.$$

5.4.3 Расчет уставки грубого пускового органа $DI_{2\text{гр}}$

Уставка $DI_{2\text{гр}}$ делается расчет по условию обеспечения чувствительности [10] :

- при междуфазном коротком замыкании в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений;
- при однофазном коротком замыкании на землю в конце зоны первой ступени ДЗ от короткого замыкания на землю:

$$DI_{2гр} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_ч}, \quad (51)$$

где $I_{2кз.мин}$ – минимальное приращение тока обратной последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

$k_ч$ – коэффициент чувствительности, берется равным 1,5;

$$DI_{2гр} \leq \frac{I_{2кз.мин}}{k_ч} = \frac{339}{1{,}5} = 226 \text{ А};$$

$$DI_{2гр} \leq 226 \text{ А}.$$

5.4.4 Расчет уставки грубого пускового органа $\boldsymbol{DI_{1гр}}$

Уставка $DI_{1гр}$ делается расчет по следующим требованиям [10]:

1) по чувствительности при трехфазном коротком замыкании защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений:

$$DI_{1гр} \leq \frac{I_{1кз.мин}}{k_ч}, \quad (52)$$

где $I_{1кз.мин}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты в расчете по чувствительности режиме;

$k_ч$ – коэффициент чувствительности, берется равным 1,5.

$$DI_{1гр} \leq \frac{381}{1{,}5} = 254 \text{ А}.$$

$$DI_{1гр} \leq 254 \text{ А}.$$

5.4.5 Выбор уставки токового органа с пуском по току нулевой последовательности $I_{0\ об.уст}$ работающий на блокировку, определяется выбор из отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме [10].

$$I_{0об.уст} = \frac{k_н}{k_в} \times \left(I_{0нб.нагр} + 3I_{0н.р}\right), \quad (53)$$

где $I_{0нб.нагр}$ – ток небаланса в нулевом проводе трансформатора тока в максимальном нагрузочном режиме;

$3I_{0н.р}$ – ток нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме, обусловленный не симметрией сети;

$k_н$ – коэффициент надежности берется равным 1,2;

$k_в$ – коэффициент возврат реле берется равным 0,9.

Ток $I_{0нб.нагр}$ приблизительно возможно определить по выражению:

$$I_{0нб.нагр} \approx (0{,}03 \div 0{,}05) \times I_{нагр.макс}, \quad (54)$$

где $I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки линии.

Сделаем расчет уставки по формуле (52):

$$I_{0об.уст} = \frac{k_н}{k_в} \times \left(I_{0нб.нагр} + 3I_{0н.р}\right) = \frac{1{,}2}{0{,}9} \times (0{,}05 \times 600 + 0{,}05 \times 600) = 80 \text{ А}.$$

5.4.6 Выбор установки токового органа с пуском по току нулевой последовательности I_0 , действующего на отключение

Уставка токового органа с пуском по току нулевой последовательности $I_{0откл.уст}$ делается выбор из отстройки от $I_{0об.уст}$ того конца линии, который соответствует данный комплект [10]:

$$I_{0\text{откл.уст}} = 2 \times I_{0\text{об.уст}}\,, \tag{55}$$

$$I_{0\text{откл.уст}} = 2 \times I_{0\text{об.уст}} = 2 \times 80 = 160 \text{ А}.$$

Рассчитывается коэффициент чувствительности для каждого полукомплекта, по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0.\text{кз}.min}}{I_{0\text{откл.уст}}}, \tag{56}$$

где $I_{2\text{кз}\,min}$ – минимальное значение утроенного тока нулевой последовательности при однофазном коротком токе на землю в конце защищаемой линии, А;

$I_{2\text{от.уст}}$ – уставка отключающего токового органа с пуском по I_0.

Определим коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Хор при коротком замыкании:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0.\text{кз}.min}}{I_{0\text{откл.уст}}} = \frac{603}{160} = 3{,}77.$$

Определим коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ при коротком замыкании на ПС 110 кВ Хор:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0.\text{кз}.min}}{I_{0\text{откл.уст}}} = \frac{724}{160} = 4{,}53.$$

Сделаем вывод из расчета, что коэффициент чувствительности с обеих сторон удовлетворяет условиям.

5.4.7 Выбор уставки токового органа с пуском по напряжению нулевой последовательности U_0

Первичное напряжение срабатывания реле, настроенного на напряжение нулевой последовательности, определяется с учетом отстройки от напряжения на реле при междуфазном коротком замыкании (КЗ) в точке установки защиты. Фактически выбор первичного напряжения срабатывания реле осуществляется на основе требований отстройки от напряжения на реле в нормальном нагрузочном режиме [10]:

$$U_{0.\text{с.р.п}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \times \left(U_{0\text{нб}} + 3U_{0\text{н.р}}\right), \quad (57)$$

где $U_{0\text{нб}}$ – напряжение небаланса (первичное) на реле в режиме, которые рассматриваем:

$U_{0\text{н.р}}$ – напряжение нулевой последовательности в нагрузочном режиме, связано не симметрией сети;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности принимается равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле берется равным 0,9.

В соответствии с разделом Г, пунктом 3 второй главы (Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 10. Высокочастотная блокировка дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит линии 110–220 кВ) значение напряжения срабатывания реле, подключенного к напряжению нулевой последовательности, принимается равным:

$$U_{0.\text{с.р.п}} = 4 \text{ В}.$$

Исходя, что напряжение нулевой последовательности в нагрузочном режиме, провести не симметрии сети, равное $U_{0\text{н.р}} = 0$.

Сделаем перевод значения напряжения срабатывания реле напряжения в первичную величину:

$$U_{0.\text{с.р.п}} = 2200 \times 4 = 8{,}8 \text{ кВ}.$$

Значимость коэффициента чувствительности реле напряжения нулевой последовательности находиться по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3U_{0\text{кз}.min}}{U_{0c.\text{р.п}}}, \quad (58)$$

где $3U_{0\text{кз}.min}$ – напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты на землю расчетного вида в расчетном режиме работы;

$U_{0c.\text{р.п}}$ – первичное напряжение работы реле.

Найдем коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Хор при коротком замыкании на ПС 110 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{90{,}68}{8{,}8} = 10{,}3.$$

Найдем коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ при КЗ на ПС 110 кВ Хор:

$$k_{\text{ч}} = \frac{88{,}75}{8{,}8} = 10{,}1.$$

Сделаем вывод из расчетов, что коэффициент чувствительности с обоих сторон соответствует требованиям.

5.5 Выбор параметров настройки блокировки при качаниях

Устройства высокочастотной блокировки (БК) с пусковыми органами, реагирующими на ток обратной и нулевой последовательности, обладают следующими недостатками в работе:

1. отказ блокировки при трехфазном коротком замыкании в случае недостаточной длительности кратковременной асимметрии токов;

2. необходимость снижения чувствительности пусковых органов блокировки при значительной длительности асимметрии токов в нагрузочном режиме (например, при тяговой нагрузке).

Для устранения указанных недостатков в ДЗ применяются пусковые органы БК действующие на приращение векторов токов за короткий интервал времени (в большинстве случаев, за период промышленной частоты) [20].

1. прямой последовательности DI_1 для исключения отказов ДЗ при трехфазных коротких замыканиях;
2. обратной последовательности DI_2 для реализации работы ДЗ при не симметричных коротких замыканиях.

В БК этого вида применяется восприимчивые, а также дерзки отправное аппараты, обеспечивающие введение в труд быстродействующих, а также и/или медленнодействующих ступенек ДЗ в период, характеризуемое соответствующими таймерами закономерной схемы БК определенного прибора РЗ [20].

Расчету, а также предпочтению подлежат последующие характеристики опции:

$DI_{2чув}$ – уставка чувствительного пускового аппарата по приращению тока обратной последовательности;

$DI_{2гр}$ – уставка грубого пускового органа приращению тока обратной последовательности;

$DI_{1чув}$ – уставка чувствительного пускового аппарата по приращению тока прямой последовательности;

$DI_{1гр}$ – уставка грубого пускового аппарата по приращению тока прямой последовательности. DI применяется при настройки терминалов.

Пусковые аппараты БК по приращению токов обязаны быть отстроены от невыполнимого небаланса в максимальных нагрузочных режимах и от приращений тока, никак не сопряженных вместе с короткими замыканиями

(асинхронные режимы, коммуникации нагрузки в сети и.т.д). DI применяется при настройке терминала [10].

Расчет для уставок чувствительных пусковых аппаратов $DI_{2\text{чув}}$ рассчитывается по следующим условиям:

1. по чувствительности при коротком замыкании в конце зоны чувствительности ступенек ДЗ, влияние каковой допускается с этого пускового аппарата БК [18];

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \tag{59}$$

где $I_{2\text{кз.мин}}$ – минимальный ток обратной последовательности при междуфазных КЗ (при однофазном КЗ для ступенек ДЗ и КЗ на землю) в месте установок защиты в расчетном по чувствительности режиме:

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, берется равным 1,5.

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{339}{1{,}5} = 226 \text{ А};$$

2. согласно отстройке с тока небаланса, появляющийся в наибольшем загрузочном режиме присутствие отклонении частоты сети от номинальной, а кроме того с тока небаланса в асинхроничном порядке, в случае если некто вероятен в защищаемой ЛЭП:

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \times I_{2\text{нб.расч}}, \tag{60}$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, берется равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{2\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности.

Электрический ток небаланса противоположной очередности, определенный отличием ошибок ТТ различных фаз (берется, то что единственный ТТ содержит наибольшую неточность, а два иных ТТ – никак не обладают), обусловливается согласно формуле:

$$I_{2\text{нб.расч}} = \frac{\varepsilon}{3} \times I_{\text{макс}},$$

где $I_{\text{макс}}$ – ток в максимальной нагрузочном режиме или асинхронном режиме;

ε – полная погрешность ТТ, 0,1.

Максимальное вычисленное значимость тока небаланса противоположной очередности берется равным:

$$I_{2\text{нб.расч.максм}} = 0{,}03 \times I_{\text{макс}}, \quad (61)$$

$$I_{2\text{нб.расч.максм}} = 0{,}03 \times I_{\text{макс}} = 0{,}03 \times 600 = 18 \text{ А}.$$

$$DI_{2\text{чув}} \leq \frac{1{,}2}{0{,}9} \times 18 = 24 \text{ А}.$$

Расчет для уставок чувствительных пусковых аппаратов $DI_{1\text{чув}}$ рассчитывается по следующим условиям:

1. по чувствительности присутствие при трехфазном КЗ в завершении области наиболее восприимчивой этапа ДЗ, влияние каковой допускается с этого пускового органа БК [18]:

$$DI_{1\text{чув}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (62)$$

где $I_{1\text{кз.мин}}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме:

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, берется равным 2.

$$DI_{1\text{чув}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{381}{2} = 190 \text{ А}.$$

2. по отстройке с приращения тока непосредственный очередности в асинхронном порядке в промежуток периода сопоставления его значении [18]:

$$DI_{1\text{чув}} \leq k_{\text{н}} \times \Delta I_{1\text{кач}}, \quad (63)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$\Delta I_{1\text{кач}}$– приращение тока прямой последовательности в асинхронном режиме.

Это вычисленное требование конструктивно с целью происшествия, если восприимчивый начальный аппарат согласно приращению тока, непосредственный очередности гарантирует введение в труд высокоактивных ступенек ДЗ, терпение периода каковых никак не отстроена с цикла асинхроичного режима [18].

Максимальное приращение тока прямой последовательности а асинхронном режиме $\Delta I_{1\text{кач}}$ находиться:

$$\Delta I_{1\text{кач}} = \pi \times \Delta f \times I_{\text{кач.макс}} \times \Delta t \quad (64)$$

где Δf – частота качаний, берется равным 0,2;

$I_{\text{кач.макс}}$ – значение тока качаний в момент времени, когда угол между векторами ЭДС δ=180˚, 1082 А;

Δt – интервал сравнения значений тока качаний, берется равным промежутку времени промышленной частоты (0,02 с) в БК для устройств РЗ.

Подставим приобретенное значимость в формулу (62):

$$DI_{1\text{чув}} \leq 1{,}2 \times 1{,}359,$$

$$DI_{1\text{чув}} \leq 1{,}63 \text{ А}$$

Расчет уставки $DI_{2\text{гр}}$ рассчитывается согласно условию чувствительности [18]:

– при междуфазном коротком замыкании в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций с цель ЛЭП присутствие присутствии ответвлений;
– при однофазном КЗ на землю в конце зоны 1 ступени ДЗ от КЗ на землю:

$$DI_{2\text{гр}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}. \quad (65)$$

где $I_{2кз.мин}$ – минимальный ток обратной последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

$k_ч$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,5.

$$DI_{2\text{гр}} \leq \frac{I_{2\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{339}{1{,}5} = 226 \text{ А}.$$

Теперь нужно сделать расчет уставки грубого пускового аппарата $DI_{1\text{гр}}$.

Уставка $DI_{1\text{гр}}$ рассчитывается по следующим характеристикам [18]:

– по чувствительности при трехфазном КЗ в конце защищаемой ЛЭП и на шинах отпаечных подстанций для ЛЭП при наличии ответвлений:

$$DI_{1\text{гр}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (66)$$

где $I_{1\text{кз.мин}}$ – минимальный ток прямой последовательности в месте установки защиты в расчетном по чувствительности режиме;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, берется 1,5.

$$DI_{1\text{гр}} \leq \frac{I_{1\text{кз.мин}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{381}{1{,}5} = 254 \text{ А};$$

$$DI_{1\text{гр}} \leq 254.$$

5.6 Автоматика управления выключателем

Главными функциями автоматики управления выключателем (АУВ) являются развитие установок в введение и в выключение выключателя. С целью данных полнее в структурной схеме терминала учтены участки введения и отключения [19].

Предупреждение в выходе участка отключения создается присутствие подаче в входы согласно закономерной схеме либо сигналов [19]:

– с выхода схемы ЗНФ (с целью выключателей вместе с пофазными электромагнитами управления);
– команды на выключение выключателя (КСТ);
– с выходящего блока схемы логики оборон (ДЗ, ТНЗНП, В таком случае);
– от УРОВ присутствие воздействии в «себя».

Вывод участка отключения функционирует на выходные реле К4 и К13 и удерживается в слаженном пребывании сигналом с измерителей тока электромагнитов отключения в протяжение в целом периода до тех пор, пока

магнит обтекается током. Посредством связи реле К4 выделяется команда на выключение выключателя посредством главной группы электромагнитов отключения (ЭМО1), а через контакт реле К13 - посредством другой группы электромагнитов отключения (ЭМО2).

Предупреждение в выходе участка введения создается присутствие подаче в входы согласно закономерной схеме либо сигналов:

– с выхода схемы АПВ;
– от схемы введения выключателя вместе с контролированием синхронизма.

Участок введения удерживается в слаженном состоянии сигналом с датчика тока электромагнита введения в протяжение в целом периода, до тех пор, пока электромагнит обтекается током. В структура участка введения вступает кроме того блокирование с многократных подключений выключателя (блокирование с «прыгания») присутствие одновременном поступлении установок в введение и выключение. В данном случае обеспечивается единоразовое выключение выключателя уже после проваленной попытки введения.

Схема АУВ гарантирует шанс исполнения двойного АПВ выключателя. Главными входными сигналами для участка АПВ считаются сигналы дозволения подготовки и запуска. Предупреждение дозволения подготовки создается с реле утверждения «Включено» выключателя KQC1 и KQC2, связанных согласно схеме «ИЛИ», а предупреждение запуска - цепочкой несоответствия согласно прецеденту отключения выключателя от защит. Требование возникновения сигнала дозволения АПВ от реле контроля напряжения формируются установленным режима запуска АПВ.

АПВ способен осуществляться вместе с контролированием присутствия усилия, вместе с контролированием синхронизма, или вместе с подбором порядка: АПВ шин, АПВ линий, АПВ в отсутствии контролирования напряжения («слепое» АПВ).

Присутствие подборе режима «слепое» АПВ предоставляется решение в АПВ в отсутствии контроля напряжения, либо синхронизма, АПВ шин -

контролируется недостаток напряжения в шинах и присутствие напряжения в линиях, АПВ линии контролируется недостаток напряжения в направления и присутствие напряжениях на шинах.

Режима АПВ вместе с контролированием присутствия напряжения либо синхронизма в зависимости с состояния программной накладки ХВ2 вероятна установление режима АПВ вместе с контролированием только лишь присутствия напряжения на шинах и на линиях, или вместе с контролированием присутствия данных напряжений и их синхронизма.

Присутствие контроля синхронизма в то же время вместе с присутствием напряжения на шинах и на линии наблюдаются разницы модулей векторов напряжений на шинах и на линии, углов среди векторов данных напряжений и частот напряжений.

Подачей сигналов в разрывные входы возможно наложить запрет осуществление АПВ1 и АПВ2.

Закономерность введения выключателя с ключа управления вместе с контролированием синхронизма решает освоение указания «Включить» (КСС) в доступ участка включения только лишь присутствие исполнении обстоятельств запуска АПВ в согласовании вместе с установленным порядком и включится в труд эксплуатационным переключателем, подсоединенным к разрывному входу терминала «Выбор порядка введения выключателя».

Для выключателей вместе с пофазными электромагнитами управления предусмотрены защита с никак не переключения фаз и защита с неполнофазного режима деятельность. Посредством конечного доступа терминала схема ЗНФ берет на себя предупреждение с наружной установки блок-контактов выключателя и вместе с выдержанностью периода функционирует в участки отключения выключателя и контролирования исправности электромагнитов управления. Выдержка периода уже после воздействия в выключение ЗНФ посредством выходящее реле терминала К7 и промежуточное реле К1 гарантирует влияние в отключение контакторов электромагнитов отключения, что блокируется в период присутствия указания «Отключить» (КСТ),

утверждаемый посредством дискретного доступа.

Схемы ЗНФР присутствие воздействия ЗНФ в выключение и срабатывании реле максимального тока 3I0 вместе с выдержанностью периода функционирует в цепочка запуска УРОВ, а кроме того на запуск ВЧТО №1. В свойстве реле наибольшего тока 3I0 для ЗНФР используется реле тока IV этапа ТНЗНП.

Защита электромагнитов управления выключателя берет на себя сигналы от измерителей тока посредством ЭМО1, ЭМВ и ЭМО2 через разрывные входы. Присутствие длительного протекании тока согласно цепочке ЭМО1 либо ЭМВ посредством установленного периода, регулируемое в спектре от 1 вплоть до 2 с, защита функционирует посредством выходящее реле терминала К15 в электродистанционный расцепитель защитного автомата питания цепочек ЭМО1 и ЭМВ .

Подобно присутствие продолжительном протекании тока согласно цепочке ЭМО2 защита вместе с выдержкой периода посредством выходящее реле терминала К3 функционирует в аппарат питания цепочки ЭМО2 [19].

Вместе с применением программной накладки ХВ5 возможно подобрать порядок обесточивания электромагнитов введения и отключения посредством выдержки времени уже после приема сигнала вместе с разрывным входом «Блокировка введения и отключения».

Присутствие синхронном нехватке сигналов KQT, KQC и вместе с выходом схемы ЗНФ в выходе участка контролирования исправности электромагнитов управления появляется предупреждение, что вместе с приостановкой 12 вместе с функционирует в светодиодный указатель «Неисправность цепочек управления» терминала.

Участок регистрации положения выключателя запоминает состояние выключателя управлении им с своевременного ключа управления либо с телемеханики и дает данные об состоянии выключателя в цепочка несоответствия.

Закономерная схема УРОВ берет на себя сигналы с реле тока УРОВ, наружных пусков от защиты и ДЗШ и через участок логики УРОВ вместе с выдержанностью периода через элемент функционирует на запрет запуска ВЧ

передатчика через выходящее реле терминала К9, выключение системы шин вместе с запретом АПВ через выходящее реле терминала К8 и запуск сигнала ВЧТО №1 - К16.

Запуск УРОВ производится кроме того с защит терминала, а для выключателей вместе с пофазными электромагнитами управления и с схемы ЗНФР.

Присутствие исполнении УРОВ согласно принципу «с дублированным пуском» в участок логики УРОВ подает предупреждение KQC. Присутствие исполнении УРОВ согласно принципу «с автоматическим контролем исправности выключателя» влияние подтвержденного сигнала вводится программной накладкой ХВ1.

Вместе с поддержкой программной накладки ХВ3 возможно представить с деятельность действие УРОВ в выключение резервируемого выключателя.

6. ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНЕЗАЩИТЫ

В ходе эксплуатации электрооборудования, поставленного на станциях и подстанциях вероятны увеличения напряжения свыше максимального рабочего. Данное внутренние и ненастные перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку, пребывающую под напряжением, либо возле нее в землю считаются фактором грозовых перенапряжений (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении – источник тока. Грозовые перенапряжения предполагают собою статистическую величину, так как значения токов молнии подвергаются статистическим.

Раскрытые распределительные приборы (ОРУ) защищаются почаще всего некоторыми (наиболее 2-ух) стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы используются с целью защиты шинных мостов и эластичных связей, обладающих значительную протяжностью.

При этом наружная часть защиты обусловливается для любой пары молниеотводов. Заземлители с целью отвода токов молнии характеризуются пульсирующим противодействием заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в основной массе ситуаций выполняется путем присоединения их к заземлителю подстанции, что складывается с горизонтальных полос, соединяющих вертикальные электроды и производящих в площади, захватываемой подстанцией, сетку.

При монтаже в открытых распределительных приборах в отдельности важных молниеотводов необходимо выполнение не опасных расстояний по воздуху и в земле с молниеотводов и их заземлителей вплоть до элементов распределительного аппарата.

Распределительные устройства (РУ) электростанций и подстанций производятся внешней конструкции главного оснащения в открытом воздухе (ОРУ).

В ходе эксплуатации вероятны увеличения напряжения свыше максимального трудового – внутренние и грозовые перенапряжения.

Фактором грозовых перенапряжений считаются удары молнии в электроустановку либо возле нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрической связи предполагает собою источник тока. Так как роль токов молнии подвергаются статистическим разбросам, в таком случае и грозовые перенапряжения считаются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. С целью защиты шинных мостов и эластичных связей огромный протяженности имеют все шансы использоваться линевые молниеотводы.

ОРУ как правило защищаются некоторыми молниеотводами.

При данном наружная часть защиты обусловливается для любой пары молниеотводов. Заземлители с целью отвода токов молнии характеризуются импульсным противодействием заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в основной массе ситуации выполняется путем присоединения их к заземлителю подстанции, что складывается с горизонтальных полос, соединяющих вертикальные электроды и производящих в участке, захватываемой подстанцией, сетку.

При монтаже в ОРУ в отдельности важных молниеотводов обязаны соблюдаться безвредные дистанции согласно воздуху и в земле с молниеотводов и их заземлителей вплоть до элементов сортировочного аппарата.

Заземление какой-либо части электрической монтажа – данное намеренное объединение ее вместе с заземляющим механизмом вместе с целью сбережения в ней довольно невысокой возможности и предоставление стандартной деятельность компонентов в подобранном режиме. Отличают 3 типа заземлений:

– рабочее;

– защитное (с целью предоставления защищенности людей);

– заземление молниезащиты.

Рабочее заземление – данное объединение с землей определенных точек сети (как правило нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и

генераторов), с последующей целью:

– снижения степени изоляции частей электроустановки;

– эффективная защита сети ОПН с атмосферных перенапряжений;

– снижения переключательных перенапряжений

Защитное заземление – данное заземление абсолютно всех металлических элементов монтажа, которые в соответствии с нормой никак не присутствуют под напряжением, однако имеют все шансы быть под ним при дефекте изоляции. Защитное заземление производится с целью того, чтобы увеличить защищенность эксплуатации, сократить возможность поражения людей и животных электрическим током.

Условия, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее приборы, что производится вместе с соблюдением условий к его сопротивлению, обязано обладать в каждый период года противодействие не наиболее 0,5 Ом, в том числе противодействие естественных заземлителей.

Заземление производится в виде сетки вместе с вертикальными и горизонтальными электродами. Вычисление приведен в дополнении В.

Сооружения и постройки либо их составляющей в связи с направления, интенсивности грозовой работы в области месторасположения, прогнозируемого числа поражений молний в год обязаны защищаться в согласовании вместе с категориями аппаратов молниезащиты и типом области защиты. Защита с непосредственных ударов молнии исполняется вместе с поддержкой молниеотводов разных видов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (к примеру, тросово – стержневых). Зачастую применяются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода базируется в свойстве молнии поражать более высокие и хорошо заземленные железные постройки. Вследствие данному защищаемое здание, наиболее невысокое согласно сопоставлению вместе с молниеотводом согласно высоте, почти никак не станет поражаться молнией, в случае если всеми собственными частями оно станет вступать в участок защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода является частью

пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту строений и зданий с прямых ударов молнии вместе с конкретной ступенью прочности. Минимальной и стабильной согласно величине ступени прочности владеет поверхность области защиты; согласно мере продвижения внутрь зоны безопасность защиты возрастает. Зона защиты вида А владеет ступенью прочности 99,5 % и ранее, а вид Б – 95 % и больше.

Вычисление молниезащиты строений зданий объединяется к установлению пределов зоны защиты молниеотводов. Что предполагает собою пространство, защищаемое с прямых ударов молнии. Зона защиты единичного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м предполагает собою круговой конус, что в связи от типа зоны защиты характеризуется соответствующими габаритами:

Нормируется 2 типа зон:

Зона А - вместе с прочностью никак не меньше 0,995 и $U \leq 500$кВ;

Зона Буква - вместе с прочностью никак не меньше 0,95 и $U > 500$ кВ.

С целью защиты с непосредственного удара молнии используются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а кроме того молниезащитные сетки и железной кровли.

Зона защиты 2-ух равновеликих стержневых молниеотвода.

В этом дипломном проекте проведен вычисление зоны защиты вида – А - вместе с прочностью никак не меньше 0,995 и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-110 кВ. Вычисление приведен в приложении В.

Любая электроустановка, специализированная в целях генерации, передачи либо распределении электричества, содержит изоляцию, подходящую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, вложенное к монтажу способен, отличатся от номинального.

Преизбыток напряжения свыше максимального рабочего именуется перенапряжением. Перенапряжения разделяются на внутренние и наружные (грозовые).

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС 110 кВ Хор

Отличают последующие разновидности заземлений по предназначению: защитное, молниезащиты, рабочее.

С целью защиты персонала с напряжения прикосновения используется защитное заземление. Все без исключения железные части электроустановок, в соответствии с нормой не пребывающие около напряжения, однако какие имеют все шансы быть под напряжением из-за дефекта изоляции, обязаны быть заземлены.

Рабочее заземление необходимо в целях предоставления нормальной заботы электроустановок. К рабочему заземлению причисляются подобные равно как земля нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Как правило с целью исполнения абсолютно всех 3-х видов заземления применяют одну заземляющую установку.

Разумно заземление в подстанции предполагает собою сетку, заключающуюся с горизонтальными заземлителями, что содержит сторону квадрата кратную 6 м. В узлах этой сетки размещаются большие вертикальные заземлители. Сеть закладывается в глубину 0,5-0,7 м. Сеть никак не должна протекать около основанием дома электроустановок. Вертикальные заземлители обязаны обладать диаметром никак не меньше 10 миллиметров.

Вычисление заземления подстанции предполагает собою вычисление стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, а эта формулировка расчетных геометрических характеристик сетки заземления и контроль электродов и в термическую и коррозийную устойчивость.

Сделаем вычисление заземления ОРУ ПС Хор.

Контуры сетки заземления обладаем в расстоянии не меньше 1-1,5 м с оснащения, для того чтобы люди при прикосновении к агрегату никак не имели возможность быть за его пределами.

Участок применения под заземлитель, м2:

$$S = (A + 2 \times 1.5) \times (B + 2 \times 1.5), \quad (67)$$

где А и В – ширина и длина территории, занимаемой заземлением, м.

$$S = (123{,}2 + 2 \times 1.5) \times (93{,}6 + 2 \times 1.5) = 12520 \text{ м}^2.$$

Получаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, проделанных в варианте прутков диаметром, равным d=12 миллиметров.

Контроль сечения согласно условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \times R^2, \quad (68)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{\text{м.п}} = \pi \times 6^2 = 113{,}097 \text{ м}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{м.п}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \times T}{400 \times \beta}}, \quad (69)$$

Где $T = 0{,}03$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{\text{м.п}} = \sqrt{\frac{1008^2 \times 0{,}3}{400 \times 21}} = 42{,}94 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозийную устойчивость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \times S_{\text{ср}} \times \left(d + S_{\text{ср}}\right), \quad (70)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \times ln^3 T + b_k \times ln^2 T + c_k \times lnT + \alpha_k, \quad (71)$$

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

$$S_{\text{ср}} = 0{,}0026 \times ln^3 240 + 0{,}0092 \times ln^2 240 + 0{,}0104 \times ln240 + 0{,}0224 =$$
$$= 0{,}784.$$

$$F_{\text{кор}} = \pi \times 0{,}784 \times (12 + 0{,}784) = 31{,}477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно соответствовать условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{min} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}}; \quad (72)$$

$$F_{\text{м.п}} = 113{,}097^3 \times F_{min} = 48{,}21 \text{ мм}^2.$$

Требование выполняется, поэтому сохраняем подобранный диаметр прутков.

Получаем расстояние между полосами сетки: $l_{\text{п}-\text{п}} = 6$ м.

В то время общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \times S}{l_{\text{п}-\text{п}}}, \quad (73)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \times 12520}{6} = 4173 \text{ м.}$$

Устанавливаем длину горизонтальных полос при представлении участка подстанции квадратичной моделью со стороной.

В данном случае количество ячей:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \times \sqrt{S}} - 1, \quad (74)$$

$$m = \frac{4173}{2 \times \sqrt{12520}} - 1 = 18{,}6.$$

Берем : $m = 18$.

Длина одной стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6{,}015 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в вычитаемой модели:

$$L = 2 \times \sqrt{S} \times (m + 1); \quad (75)$$

$$L = 2 \times \sqrt{12520} \times (18 + 1) = 4252 \text{ м.}$$

Найдем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \times \sqrt{S}}{a}, \quad (76)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \times \sqrt{12520}}{15} = 29{,}838.$$

Берем $n_{\text{в}} = 30$.

Сделаем расчёт для стационарного сопротивления заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \times \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \times l_{\text{в}}}\right), \quad (77)$$

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

A – параметр, зависящий от соотношения $1_{\text{в}}/\sqrt{S_1}$.

$$1_{\text{в}}/\sqrt{S_1} = \frac{5}{\sqrt{12520}} = 0{,}045. \quad (78)$$

$$1_{\text{в}}/\sqrt{S_1} = 0{,}045.$$

Берем A = 0,5.

В таком случае, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \times \left(\frac{0{,}4}{\sqrt{12520}} + \frac{1}{4252 + 30 \times 5}\right) = 0{,}190 \text{ Ом}.$$

Импульсивный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \times (I_{\text{м}} + 45)}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{м}}$ – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{12520}}{(50 + 320) \times (40 + 45)}} = 2{,}310.$$

Найдем импульсное сопротивление, которое соответствует требованиям:

$$R_u = R \times \alpha_u \leq 0.5 \text{ Ом}, \quad (80)$$

$$R_u = 0{,}190 \times 2{,}310,$$

$$R_u = 0{,}348 \leq 0{,}5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не больше разрешенного, то что соответствует условиям, предъявляемым к заземлителям в соответствии с ПУЭ.

6.2 Молниеотводы и зоны молниезащиты

Защита с непосредственных ударов молнии осуществляется вместе с поддержкой молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от характеристики молнии, поражать объекты, пребывающие на возвышенности касательно иных объектов. Благодаря этому защищаемый предмет, обладающий наименьшей высотой согласно сопоставлению с молниеотводом, почти не станет поражаться молнией, в случае если будет соблюдаться требования, что его размеры полностью вступают в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, является часть пространства, пребывающая около молниеотвода, что гарантирует охрану предметов с непосредственных ударов молнии вместе с установленной ступенью прочности. Такая зона содержит конусообразный вид.

С целью защиты территории подстанции как правило применяют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются в линейных порталах подстанций, прожекторных мачтах, в кровлях строений в селитебных зонах, а кроме того отдельно стоящих установках, защиту которых необходимо обеспечить.

Вычисление молниезащиты строений и зданий предполагает собою установление границы зоны защиты молниеотводов, что в геометрическом значении считается основанием конуса.

Защита ОРУ с прямого удара молнии исполняется пятью молниеотводами, установленными в линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты в 3-х уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Высота молниеотвода h=30,5м. Эффективную высоту молниеотвода определим согласно формуле:

$$h_{эф} = 0.92 \times h, \quad (81)$$

$$h_{эф} = 0.92 \times 30.5 = 28.06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли находиться по выражению:

$$r_0 = 1.5 \times h, \quad (82)$$

$$r_0 = 1.5 \times 30,5 = 45,75 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотводы на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м);

$$r_x = r_0 \times \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (83)$$

где $h_{эф}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45{,}75 \times \left(1 - \frac{11{,}35}{28{,}06}\right) = 26{,}797 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как (м):

$$h_x = h_{эф} - 0{,}14 \times (L - h), \quad (84)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по выражению (м):

$$r_{cx} = r_0 \times 1 - \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (85)$$

Для примера возьмем параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами $L = 23$ м.

$$h_{cx} = 28{,}06 - 0{,}14 \times (32 - 30{,}5) = 27{,}85$$

$$r_{cx} = 45{,}75 \times \frac{27{,}85 - 11{,}35}{27{,}85} = 27{,}105 \text{ м.}$$

Система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами, обладающими равную высоту. На уровне земли территория ОРУ целиком защищается от прямых ударов молнии, на возвышенности равной высоте шинного портала все без исключения элементы в ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

6.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является это один из ключевых прибором системы защиты с перенапряжений.

Заранее подбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 (П – в полимерной покрышке).

Таблица 20 – Ключевые свойства

Свойства ОПН	Значения
Класс напряжения сети, кВ	110
Небольшие длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжения при ком. токе $U_{\text{ост}}$, кВ	177
Номинальный разрядный ток $I_{\text{разр}}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость W_c, кДж	365
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По большему продолжительно возможному рабочему напряжению, что применяется в электрической сети:

$$U_{\text{н.д.р}} \geq (1{,}02 \div 1{,}05) \times \frac{U_{\text{н.д.р}}}{\sqrt{3}}, \quad (86)$$

С целью увеличения прочности ОПН предпочитают с максимальным длительно возможным рабочим напряжением больше на 2-5 % максимального уровня напряжения в месте установки ОПН.

$$U_{HP} = \frac{121 \times (1.02 \div 1.05)}{\sqrt{3}} = 67.8 \text{ кВ}.$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{max.p}}{K_B}. \quad (87)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{67,8}{1,3},$$

$$52,2 \leq 73.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_к \leq I_{разр}, \quad (88)$$

где $I_к = \frac{U - U_{ОСТ}}{Z_B}$;

U – величина неограниченных перенапряжений, Кв;

$U_{ОСТ}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_к = \frac{U - U_{ОСТ}}{Z_B}, \quad (89)$$

$$I_к = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}.$$

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Многочисленное введение новейшего оснащения, а непосредственно микропроцессорных приборов РЗА с целью охраны предметов электроснабжения, стартовало приблизительно Пятнадцати года назад.

Они осуществляют функции обычных приборов РЗА в основании новейшей элементной основы, в таком случае имеется микропроцессорных составляющих.

Микропроцессорные аппараты РЗА считаются другой сменой электромеханическим приборам, вследствие прогрессивных исследований.

Таким образом, проанализируем ключевые достоинства микропроцессорных приборов РЗА.

Доступность применения. Дает возможность стремительнее разбираться присутствие срабатывании защиты.

Сжатость. Несогласие с электромеханических и постоянных реле, какие владеют внушительными габаритами, дозволило наиболее плотно располагать спецоборудование в панелях РЗА.

Универсальность. МПУ считаются приличной сменой никак не только лишь защитных приборов, однако и аналоговых замерных устройств, вследствие того то что они создают замера ключевых электрических величин.

Существование, автодиагностика и интегрируемость в АСУ ТП. Тщательно информированный наблюдение из-за состояния приборов РЗА дает возможность своевременно раскрыть его ненадежность, а кроме того вместе с поддержкой многостороннего рассмотрения авантюристичного порядка и операций оборон возможно выявить уязвимости в многофункциональные доли РЗА.

Большая восприимчивость. При МПУ РЗА показатель восприимчивости замерных организаций приблизителен к единице, по сравнению с при электромеханической РЗА. Осуществить увеличение восприимчивости из-за результата наиболее непростых конфигураций характеристик срабатывания реле

легче в целом в МПУ РЗА.

Представление мнемосхемы включение. Данная роль МПУ РЗА позволяет осуществлять контроль состояние переключательных агрегатов, заземляющих приборов.

Подобным способом, возможно, совершить заключение, то что установление микропроцессорного терминала демонстрирует существенные достоинства.

7.1 Анализ производительности вложений

Финансовая анализ производительности вложений в проектируемые объекты состоит в сравнении важных расходов согласно абсолютно всем ключам финансирования, рабочих потерь и других расходов вместе с поступлениями.

В таблице 21 приведены цены приборов и их число в защищаемом объекте.

Таблица 21 – Цена и количество реконструированного оборудования

Тип устройства	Кол – во	Цена за единицу, руб.	Итог, руб.
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 085	1	400 000	400 000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 021	1	400 000	400 000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 019	1	400 000	400 000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 073	1	400 000	400 000
Выключатель У-110-1000-2000-25	3	1 700 000	5 100 000
Разъединитель РНДЗ – 110/1000 ХЛ1	12	348 000	4 176 000
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-ШУ1	4	75 600	302 400
Трансформатор напряжения МКФ-110-58 У1	2	88 000	176 000

Затем следует установить важные инвестиции в приборы в ОРУ согласно формуле:

$$К_{ОРУ} = К_{ТН} + К_{ТТ} + К_{Выкл} + К_{Раз}, \quad (90)$$

где $К_{ТН}$ – стоимость трансформатора напряжения;

$К_{ТТ}$ – стоимость трансформатора тока;

$К_{Выкл}$ – стоимость выключателей;

$К_{Раз}$ – стоимость разъединителя;

$К_{ВОЛС}$ – стоимость устройства передачи команд по ВОЛС;

$К_{Раз}$ – стоимость устройства приема – передачи команд по ВЧ.

Потом следует установить важные инвестиции в приборы РЗА, какие возможно установить согласно формуле:

$$К_{РЗ} = n \times К_{уст.РЗ} \times k_{СМР}, \quad (91)$$

где $К_{уст.РЗ}$ – стоимость устройства РЗ;

n – количество устройства РЗ, устанавливаемых на шинах;

$k_{СМР}$ – коэффициент, рассматривающий строительно-монтажные деятельность (45%с цены оснащения), $k_{СМР} = 1{,}45$.

Рассчитав формулы (89) и (90), обретаем итоговые вложения:

$$К_{сумм} = К_{ОРУ} + К_{РЗ}, \quad (92)$$

где $К_{ОРУ}$ – капитальный вложения в устройства на ОРУ;

$К_{РЗ}$ – капитальные вложения в устройства на РЗА.

Затем следует рассчитать амортизационные и рабочие расходы.

7.2 Расчет эксплуатационных издержек

Амортизация – данное градационный перенос цены ключевых фондов в изготавливаемые вместе с их поддержкой результат, либо труд [4].

Амортизационные отчисления – валютное представление цены основных фондов в себестоимости продукта [4].

Задача амортизации – накапливание экономических денег с целью воздаяния изношенных ключевых фондов [4].

Затем следует установить расходы в амортизацию с взаимоотношения капиталовложений к сроку работы этого оснащения согласно формуле:

$$И_{ам} = \alpha_{ам} \times К_{сумм}, \quad (93)$$

где $\alpha_{ам}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию.

Годичные нормы отчислений в амортизацию рассчитываются с формулы:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{Т_{сл}}, \quad (94)$$

где $Т_{сл}$ – срок службы релейной защиты, $Т_{сл}$ = 20 лет.

Для микропроцессорных устройств РЗ берем $Т_{сл}$ = 20 лет.

7.3 Возмещение затрат на электроэнергию

Установленные возмещения расходов в электрическую энергию ИW, употребляемую приборами РЗ выполняется, отталкиваясь от формулы:

$$И_{w} = W \times Т_{э}, \quad (95)$$

где W – электроэнергия, используемая устройствами РЗ за год, кВт ч;

$Т_{э}$ – тарифная стоимость электроэнергия для 110 кВ, $Т_{э}$ = 4,97 руб./(кВт × ч).

Данные значение были взяты из приказа управления государственного

регулирования цен и тарифов от 08.11.2023 № 117-пр/э «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области и понижающих коэффициентах при установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) на 2024 и 2025 год».

Согласно формуле (70) исчисляем электрическую энергию, потребляемую приборами РЗ за год:

$$W = \mathrm{P}_{\text{потр}} \times \mathrm{T}_{\text{год}}. \quad (96)$$

где $\mathrm{P}_{\text{потр}}$ – активная мощность потребляемая устройствами РЗ, $\mathrm{P}_{\text{потр}} = 4 \times 10^{-2}$ кВт;

$\mathrm{T}_{\text{год}}$ - период одного года, ч.

7.4 Прочие расходы

Первоначальная стоимость электричества находится в зависимости с:

– амортизационных отчислений;

– отчислений в использование;

– издержек в свои потребности и утраты в трансформаторах;

– отчисления в заработную оплату вместе с учетом ЕСН;

– капиталовложения в станцию и других потерь.

Следовательно, другие затраты формируются вместе с учетом вычисленных ранее потерь:

$$\mathrm{И}_{\text{пр}} = 0{,}3 \times (\mathrm{И}_{\text{ЭКС}} + \mathrm{И}_{\text{ам}} + \mathrm{И}_{w}) + 0{,}03 \times \mathrm{К}_{\text{сумм}}. \quad (97)$$

Итоговые расходы формируются согласно формуле:

$$\sum \mathrm{И} = \mathrm{И}_{\text{ЭКС}} + \mathrm{И}_{\text{ам}} + \mathrm{И}_{w} + \mathrm{И}_{\text{пр}}. \quad (98)$$

Итог расчета потерь для микропроцессорных РЗ в таблице 22.

Таблица 22 – потери для устройства релейной защиты

Потери	Микропроцессорные РЗА
$\sum И$	1668380,5
$И_{экс}$	660307
$И_{ам}$	991452
$И_{w}$	1739,5
$И_{пр}$	14882

7.5 Расчет ущерба

Ущерб, взаимосвязанный вместе с интервалом электроснабжения потребителей, подразделяют в непосредственный и вспомогательный в связи с этого, в чем он проявляется [4].

Непосредственный ущерб – с расстройства научно-технического процесса, брака продукции, ухудшения материала и использованных материалов, выхода из строя и уменьшения работы оборудования, смещения в худшую сторону технико-экономических характеристик научно-технического процесса, повышения расходов использованных материалов, работы и энергии в единицу выпускаемого продукта, простоя персонала, занимающегося ведением научно-технического процесса, и др [4].

Вспомогательный ущерб – с недоотпуска продукта. В связи с отрасли индустрии и нрава изготовления присутствие интервалах электроснабжения имеют все шансы обладать два типа вреда либо только лишь единственный, либо часть из их. Подобным способом ущерб как правило разделяется в вред в концепции электроснабжения (комплексный вред) и вред при покупателях.

Комплексный вред мы надеемся только лишь согласно защищаемому оснащению, в таком случае имеется согласно линии:

$$У_{вл} = К_{вл} \times q_{вл} \times \frac{l_{вл}}{100}, \quad (99)$$

где $q_{вл}$ – вероятность выхода из строя линии электропередачи;

$l_{вл}$ – длина линии электропередачи, км;

$К_{вл}$ – капиталовложения на сооружение ЛЭП, определяется по следующему выражению:

$$К_{вл} = (К_0 \times L_{ЛЭП} + З_П \times L_{ЛЭП}) \times К_п, \quad (100)$$

где $К_0$ – удельные капиталовложения на строительство одного километра воздушной линии, 1863,85 тыс.руб./ км. [].

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

$З_П$ – затраты на вырубку просеки, 165800 тыс.руб/км [].

$К_п$ – переводной коэффициент, 9,5.

Возможность выхода с строя линии электропередач:

$$q_{вл} = \frac{\omega_{ВЛ} \times t_В}{8760}, \quad (101)$$

где $\omega_{ВЛ}$ – средняя частота отказов, $\omega_{ВЛ}$ = 0,5 [];

$t_В$ – среднее время восстановления, $t_В$ = 11 ч [].

Главный ущерб (непосредственный вред) потребителю рассчитывается согласно формуле:

$$У_{осн} = У_0 \times \Delta W_{нед}, \quad (101)$$

где $У_0$ – средняя величина удельного основного ущерба для отраслей народного хозяйства $У_0$ = 1,5 [];

$\Delta W_{нед}$ – количество недоотпущенной электроэнергии.

Количество неоотпущенной электроэнергии определяется по выражению:

$$\Delta W_{нед} = Р_{деф} \times К_п \times Т_г, \quad (102)$$

где $Р_{деф}$ – дефицитная мощность;

$К_п$ – коэффициент простоя системы $К_п = 2{,}754 \times 10^{-4}$ч/год;

$Т_г$ – период одного года.

Дефицитная мощность находиться по формуле:

$$Р_{деф} = К_з \times S_{Тном} \times \cos\varphi, \quad (103)$$

где $К_з$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{Тном}$ – мощность силового трансформатора, МВА.

Ущерб внезапности равен:

$$У_{ВН} = У_{ПО} \times Р_{деф}, \quad (104)$$

$У_{ПО}$ – удельная величина потерь при полном отключении $У_{ПО} = 0{,}15$.

Суммарный ущерб потребителю рассчитывается по выражению:

$$У_\Sigma = У_{осн} + У_{ВН}. \quad (105)$$

7.6 Чистый дисконтированный доход

Чистейшая дисконтированная прибыль – данное совокупность абсолютно всех дисконтируемых в какой-либо период поступлений и выплат,

какие появляются в следствии реализации инвестиционного предмета [4].

Чистейший приведенный прибыль – данное совокупный либо динамичный аспект оценки финансовой производительности вложений, что оперирует вместе с признаками деятельность проектируемых предметов согласно годам, вычисленного периода вместе с учетом условия времени [4].

Размер продаж электричества покупателю в год:

$$О_{pt} = W_t \times T, \quad (106)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия в год, МВТ × ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, руб/кВт×ч.

$$П_{бt} = О_{pt} - И_t - K_t - У_t, \quad (107)$$

где $О_{pt}$ – объем продаж электроэнергии потребителю в год;

$И_t$ – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$У_t$ – суммарная величина ущерба в год.

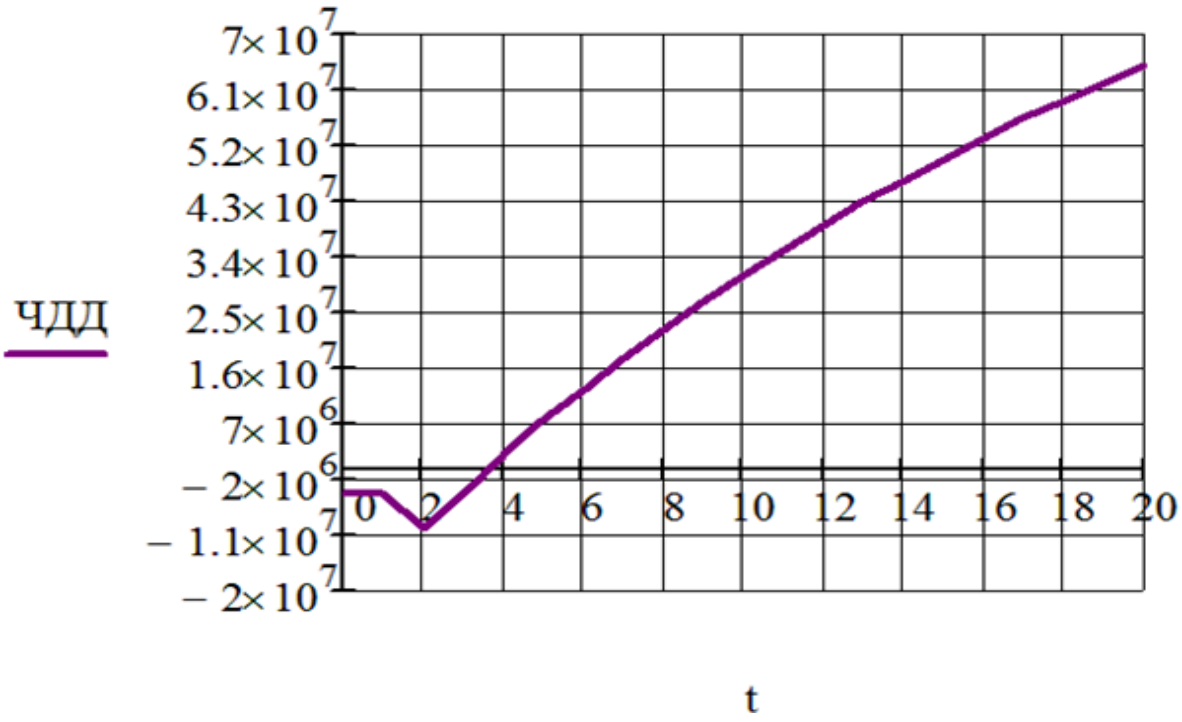

Рисунок 5 - График ЧДД

На графике как можно заключить, то что период окупаемости плана сети никак не превышает 4 года. Смысл ЧДД> 0 положительны и, таким образом, проект считается инвестиционно-привлекательным и рекомендовано к осуществлению.

«Простым» сроком окупаемости называется длительность времени с первоначального этапа вплоть до этапа окупаемости. Первоначальный период в нашем случае – основание модернизации ВЛ. Фактором окупаемости именуется тот максимально начальный период времени в вычисленном этапе, уже после которого данный ЧД делается и в последующем остается положительным. Итоги расплаты чистого заработка объединены в таблицу 23.

Таблица 23 – Результаты расчеты ЧД в тыс. руб.

Год	*ЧД*	Год	*ЧД*	Год	*ЧД*
0	-4364	7	24360	14	73690
1	-4364	8	31410	15	80740

Продолжение таблицы 23

2	-10880	9	98460	16	87790
1	2	3	4	5	6
3	-3829	10	45500	17	94840
4	3218	11	52550	18	101900
5	10270	12	59600	19	108900
6	17310	13	66650	20	111600

Результаты расчета ЧДД представлены на рисунке №

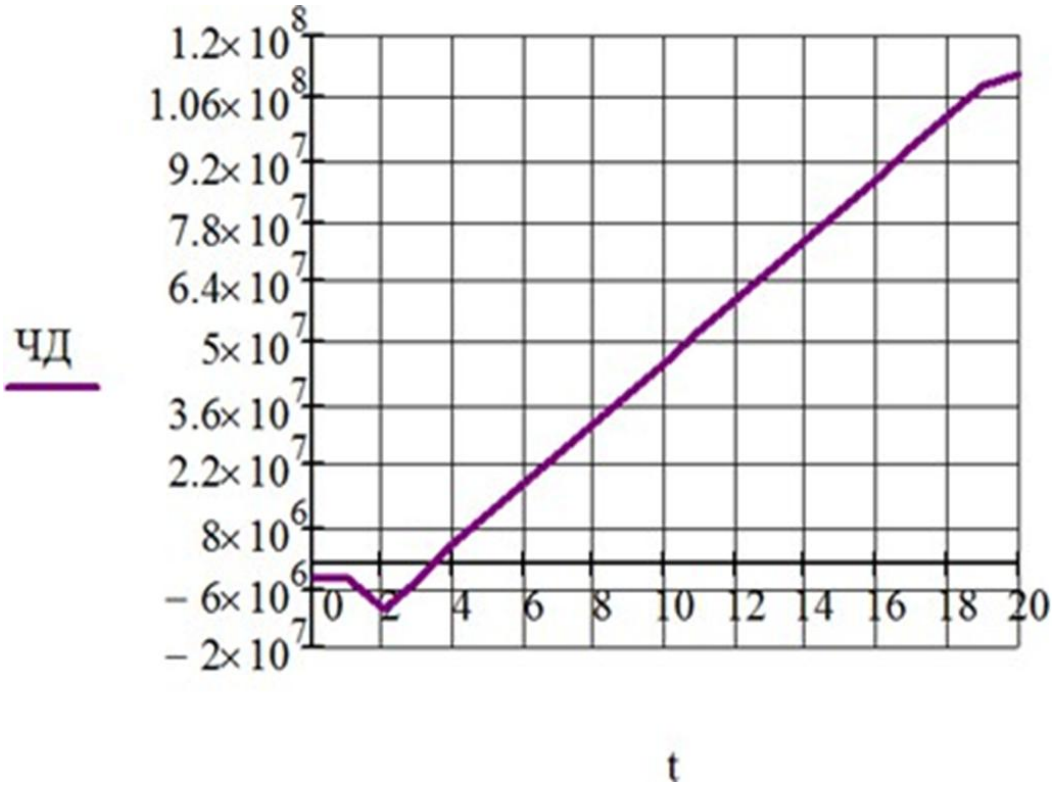

Рисунок 6 - График ЧД

Эффективность вложений рассчитываются согласно любому году вычисленного времени уже после начала эксплуатации электросетевого объекта либо только лишь согласно некоторым отличительным годам [4]. В свойстве характерных смотрятся: год уже после выхода в режим стандартной эксплуатации, однако вместе с выплатой заемных денег и вместе с экономическими издержками, а кроме того в промежуток уже после выплаты всей суммы кредита и %. В нашем случае полагаем, то что предмет создан в отсутствии заемных денег. Эффективность вложений обусловливается согласно формуле:

$$R_t = \frac{Э_t - И_t - Н_t}{К}. \quad (108)$$

где $Э_t$ - системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t;

$И_t$ – общие годовые издержки без учета затрат на амортизацию;

К – суммарные капитала вложения.

Период окупаемости при финансовложениях в 15740000 руб. составит 3,5 годы. Проект представляет собой экономически результативным, таким образом, как показатель прибыльности дисконтированных вложений ИДД>1 (ИДД=7,02). Эффективность проекта составит 65,619% в год, начиная с 3 лет вычисленного времени (расчетный период - 20 лет).

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрическая подстанция является объектом, где существует повышенная опасность, связанная с возможностью поражения электрическим током. Данная угроза может быть особенно критичной для персонала, работающего на данном объекте, так как малейшая неосторожность или нарушение правил безопасности могут привести к серьезным последствиям. Более того, подстанции также могут негативно влиять на окружающую среду: возможные утечки трансформаторного масла способны загрязнять почву и водоемы, а возникновение пожаров может привести к уничтожению значительных экосистем.

Именно поэтому современная подстанция должна быть оснащена всевозможными средствами защиты как для обеспечения безопасности личного состава, так и для минимизации негативного воздействия на окружающую природу. Это включает в себя как технологические решения, так и организационные меры, направленные на предотвращение аварийных ситуаций и защиту окружающей среды.

8.1 Безопасность

На подстанции существует множество факторов, которые могут представлять опасность на рабочем месте. Это включает в себя, но не ограничивается:

- поражение электрическим током: каждый работник должен иметь чёткое понимание того, как избежать соприкосновения с токоведущими частями, особенно во время выполнения любых работ;
- падение с высоты: во время монтажа, ремонта или проверки оборудования на высоте работники должны обеспечить использование средств индивидуальной защиты и соблюдать правила работы на высоте;

– химические поражения: различные технические жидкости, такие как трансформаторное масло, могут при случайном разливе причинить вред здоровью. Важно иметь на вооружении специальные средства защиты, такие как соответствующие перчатки и очки;
– повышенные уровни шумов: непрерывное воздействие шума выше 80 дБ может значительно ухудшить слух, что также может оказать негативное воздействие на общее состояние здоровья работника;
– воздействие электромагнитным полем: работники, находящиеся вблизи мощных трансформаторов, должны использовать специальные защитные устройства для экранирования, чтобы минимизировать риски воздействия.

Для выполнения обязанностей электромонтера, рабочий должен иметь соответствующую группу допуска, которая предоставляется ему по итогам экзаменов. Эта группа допуска играет ключевую роль, поскольку с каждой новой категорией работник получает право работать с более высоким напряжением и выполнять более сложные порученные ему задачи. Таким образом, повышение квалификации не только увеличивает уровень ответственности работника, но и обеспечивается его безопасность.

Важным аспектом является и получение допуска к работам на высоте, что требует от работника отличной физической подготовки и соблюдения установленных норм безопасности. Для ознакомления с этими требованиями предусмотрена специализированная документация, в которой описаны не только права, но и обязательства работников, а также предписанные действия и запреты при работе с электрооборудованием. Это помогает формировать культуру безопасности и ответственности в рабочей среде.

Однако условия труда электромонтера сопряжены с множеством опасностей. Наиболее опасными факторами, с которыми может столкнуться электромонтер, являются возможность поражения электрическим током, риск поражения электрической дугой или её вспышкой, уровень шума и воздействие электромагнитного поля. Каждый из этих факторов следует рассматривать

более детально, чтобы получить полное представление о рисках и необходимых мерах защиты.

Поражение электрическим током (удар током) – это попадания организма под действие электрического тока, то есть прохождение тока по организму человека. Сопровождается судорожными сокращениями частей тела. По силе попадания тока через организм, есть 4 группы поражения электрическим током 1- судорожное сокращение мышц без потери сознания. 2- Потеря сознания, но сохранение дыхания и сердцебиения. 3- Потеря сознания, сопровождающаяся потерей или нарушением дыхания и сердцебиения. 4 – клиническая смерть.

Тяжесть удара током можно оценить по нескольким критериям:

- сила тока, воздействующая на тело человека;
- длительность воздействия тока на человека;
- путь прохождения тока через организм (наиболее опасным считается путь от руки к голове и от руки к ноге через сердце);
- тип тока и его частота;
- внешние условия, в которых произошло поражение током (влажность, сопротивление тела и прочие подобные факторы).

Средства защиты – это изолирующие устройства, которые позволяют не допустить прикосновения работника к токоведущим частям. Так же специальные средства защиты, к которым относятся – диэлектрические перчатки и ботинки, щупы с изоляцией, диэлектрические коврики, переносные заземления, ограждения и знаки.

Электрическая дуга – возгорание воздуха, которое происходит в ходе размыкания контактов оборудования под напряжением, может навредить как яркостью горения, ожогом, и самим поражением током.

Способ защиты от поражения дуги – это четкое соблюдение правил переключений, и наблюдение за показателями есть ли напряжение на установке.

Уровень шума на рабочем месте, превышающий 80 дБ в течение длительного времени, может негативно повлиять на слух. При работе в условиях повышенного шума работник должен использовать специальные средства защиты:

- накладки в виде наушников и антифонов;
- беруши из специального материала, снижающие уровень шума;
- специальные шлемы для защиты слуха.

Электромагнитное поле представляет собой особую неосязаемую, но измеряемую форму материи, в которой происходит взаимодействие заряженных частиц. Защита от повышенного электромагнитного поля обеспечивается использованием специальных защитных костюмов с экранированием, которые защищают от излучения.

Для обеспечения соблюдения работниками правил техники безопасности на подстанции необходимо наличие указательных знаков, информирующих о возможной опасности или о запрете переключений, особенно во время ремонта оборудования. Кроме того, должен быть назначен сотрудник с соответствующей группой допуска и достаточными знаниями, который проведет инструктаж перед началом работ.

Так же на предприятиях есть такая вещь как выдача наряда допуска, в котором перечислены все необходимые действия, чтобы рабочий мог выполнять четко обозначенные задания. В процессе работы должна быть установлена ясная иерархия и предусмотрен ряд мероприятий, направленных на соблюдение техники безопасности.

Мероприятия, способствующие соблюдению техники безопасности, включают:

- оформление наряда допуска на выполнение работы, распоряжение на выполнение задания и перечень необходимых работ;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на начало самой работы;

– осуществление надзора во время выполнения работ;
– организацию обеденных перерывов, перевод на другие рабочие места и завершение работы.

На любом предприятие есть лица что отвечают за безопасность при работе, перечислю данные лица:

– выдающий наряд-допуск, утверждающий перечень работ, которые нужно выполнить в ходе задания;
– ответственный руководитель работ;
– допускающий;
– производитель работ;
– наблюдающий;
– член бригады.

На каждой подстанции, независимо от её типа и назначения, крайне важно обеспечить наличие хорошего освещения в тех местах, где проводятся работы, осуществляется отдых или выполняются другие необходимые действия. Это освещение должно быть достаточным для комфортного нахождения людей и предотвращения несчастных случаев. Кроме того, в указанных местах обязательно должны быть установлены системы пожарной сигнализации и соответствующие средства тушения.

Так же, для предотвращения возгораний необходимо обеспечить строгую дисциплину в работе: запрещается использовать открытый огонь вблизи легко воспламеняющихся материалов или жидкостей, а курение должно происходить только в специально отведенных местах, где это безопасно. Вся без исключения команда должна быть тщательно ознакомлена с планом эвакуации и конкретными действиями, которые необходимо предпринять в случае возникновения пожара.

Кроме того, средства для тушения пожаров и системы сигнализации должны проходить регулярные проверки, проводимые ответственными за это лицами, как точно требует законодательство и нормы пожарной безопасности.

8.2 Экологичность

Охрана окружающей среды при эксплуатации энергетических объектов столь же значимая задача для предприятий, как и обеспечение безопасности работников. В данной выпускной квалификационной работе рассматривается подстанция, где особую опасность для экологии представляет трансформаторное масло. При ненадлежащем обращении оно может стать серьёзным источником загрязнения окружающей среды. Несмотря на то, что его эксплуатационный ресурс ограничен 2–3 годами, масло сохраняет возможность повторного использования после соответствующей очистки. Это позволяет минимизировать экологические риски и эффективно управлять производственными процессами.

Важно отметить, что правильная организация обращения с трансформаторным маслом существенно снижает вероятность нанесения ущерба окружающей среде и способствует устойчивому развитию предприятия.

Для поддержания качества масла существует ряд мер, способных продлить срок её эксплуатации:

- недопущение в перегреве масла при её эксплуатации;
- проверка на наличие в ней воды или шлака;
- блокирование масла от проникновения наружного воздуха путём установки на масло резервуары расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытесняющие из масла воздух.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [7]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе

более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).
3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;
4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

В данной выпускной работе рассматриваемые маслонаполненные трансформаторы ТДТН-16000/110/35/10 находятся на подстанции 110 кВ Хор. Габаритные размеры трансформаторов приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Данные трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла $M_{тм}$,кг	Габариты трансформатора		
		Длина A_T, мм	Ширина $Б_T$, мм	Высота H_m, мм
ТДТН-16000/110/35/10	13900	5950	3424	5250

Расчёт производится в метрах, длина A_T = 5,95 м; ширина $Б_T$ = 3,424 м; высота H_m = 5,25 м. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее, чем на $\Delta \geq 1{,}5$ м при массе масла от 10 до 50 т, принимаем $\Delta = 1{,}5$ м [1].

Длина $A_{МП}$ и ширина $Б_{МП}$ маслоприемника принимается:

$$A_{МП} = A_T + 2\Delta \quad (109)$$

где A_T - длина трансформатора, м;

$$A_{МП} = (5{,}95 + 2 \cdot 1{,}5) = 8{,}95 \text{ м};$$

$$Б_{МП} = Б_T + 2\Delta \quad (110)$$

где $Б_T$ - ширина трансформатора, м;

$$Б_{МП} = (3{,}424 + 2 \cdot 1{,}5) = 6{,}424 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} Б_{МП} \quad (110)$$

где $A_{МП}$ и $Б_{МП}$ - длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$S_{МП} = 8{,}95 \cdot 6{,}424 = 57{,}5 м^2.$$

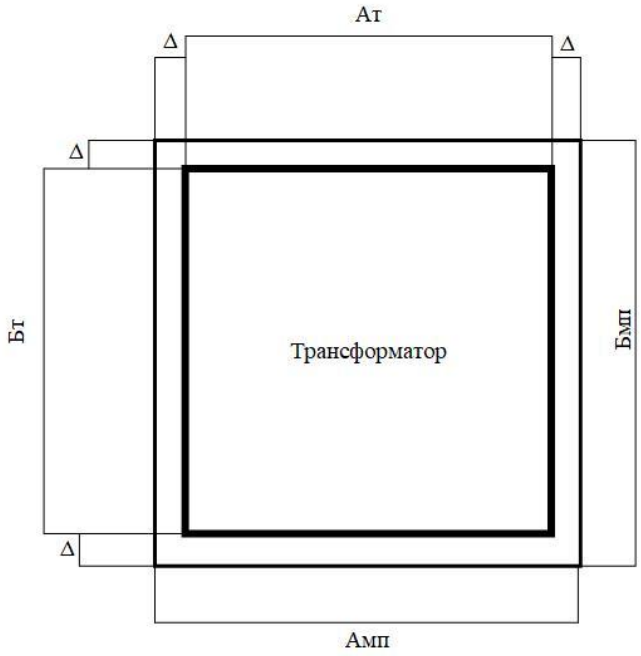

Рисунок 7 – Для расчета габаритных размеров маслоприемника

Объём трансформаторного масла:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \qquad (111)$$

где $M_{тм}$ - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$ - плотность трансформаторного масла, кг/ $м^3$ ($\rho_{тм}$ = (880 – 890) кг/ $м^3$).

$$V_{тм} = \frac{13900}{880} = 15,79 м^3.$$

Объём воды средств пожаротушения:

$$V_{воды} = 0,8It(S_{мп} + S_{БПТ}) \qquad (112)$$

где I – интенсивность пожаротушений, л/(с·$м^2$) (I = 0,2 л/(с·$м^2$);

t – нормативное время пожаротушения, мин (t = 1800 сек для расчётов);

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, ·$м^2$.

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2H_т(A_т + Б_т) \quad (113)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,25 \cdot (5,95 + 3,424) = 98,427 м^2;$$

$$V_{воды} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (57,5 + 98,427) = 44,91 м^3.$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{мп} = \frac{V_{тм}}{S_{мп}} + \frac{V_{воды}}{S_{мп}} + h_в + h_{гр} \quad (114)$$

где $V_{тм}$ - глубина маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла, м;

$V_{воды}$ - глубина маслоприемника для приема 80% воды от средств пожаротушения, м;

$h_в$ - глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{гр}$ - толщина гравия, м (не менее 0,25 м).

$$h_{мп} = \frac{15,79}{57,5} + \frac{44,91}{57,5} + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ м}.$$

Объём маслоприёмника определяется по формуле:

$$V_{мп} = S_{мп} \cdot h_{мп} \quad (115)$$

$$V_{мп} = 57,5 \cdot 1,35 = 77,625 м^3.$$

Согласно расчётам в ходе решения задачи для трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 приняты следующие размеры маслоприёмника: объём маслоприёмника равен 77,625 $м^3$, площадь маслоприёмника равна 57,5 $м^2$, высота маслоприёмника равна 1,35 м.

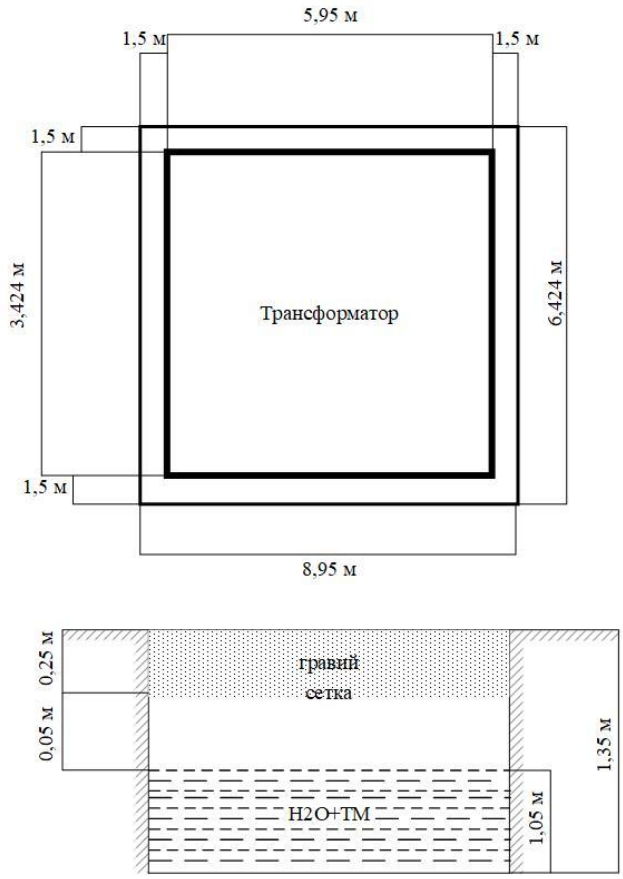

Рисунок 8 – Маслоприемник без отвода трансформаторного масла и воды с трансформатором

8.4 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - обстановка на определённой территории или акватории, сложившаяся 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.

Чрезвычайные ситуации, происходящие при работе на подстанциях, где персонал взаимодействует с электрооборудованием, таким как трансформаторы, выключатели, разъединители, относят к техногенным ЧС.

Одной из самых серьезных и распространенных чрезвычайных ситуаций на энергетических объектах является пожар, возникший в результате аварии.

Тяжелые аварии на подстанции происходят нечасто, однако, когда они случаются, это может привести к серьезным последствиям. Рассмотрим, что такое авария и какие факторы могут её вызвать.

Авария представляет собой технологическое нарушение, в результате которого происходит значительное разрушение или гибель людей, что приводит к приостановке производства более чем на сутки (например, в случае взрыва или пожара).

Существует также понятие "инцидент", которое обозначает технологическое нарушение, не приводящее к гибели людей или серьезным разрушениям. Подстанция представляет собой сложный технический объект, и работу на ней должны выполнять квалифицированные специалисты с высокой группой допуска и достаточным опытом, чтобы полностью понимать все инструкции и процедуры. Причины аварий на подстанции разнообразны; некоторые из них единичны и не требуют серьезного внимания. Следовательно, мы сосредоточимся на распространенных причинах аварий.

Имеется несколько распространенных причин, способных привести к аварии на подстанции, и понимание этих причин является ключевым для обеспечения безопасности и эффективности работы:

1) ошибки персонала. Одна из основных причин аварий на подстанциях заключается в недостаточной квалификации работников. Работники могут быть недостаточно подготовлены для выполнения своих обязанностей, что может приводить к их невнимательности или недопониманию специфики работы оборудования. Часто это приводит к нарушению правил оперативных переключений. К примеру, одной из распространенных ошибок является подача напряжения на заземленные токоведущие части. Такое действие может вызвать короткое замыкание и, как следствие, серьезные повреждения оборудования или даже пожар. Также нередко наблюдаются ошибки при переключениях в цепях вторичного тока и релейной защиты. Такие ошибки могут даже стать причиной отключения системы или ее полной остановки, что приводит к длительным перебоям в электроснабжении;
2) некачественная сборка и ремонт электрооборудования. Другой важной причиной является некачественная сборка или ремонт электрических устройств, используемых на подстанции. При проведении таких работ недостаточная внимательность или профессиональные ошибки могут привести к тому, что места соединений не будут должным образом затянуты или обеспечены защитой от загрязнения. Неправильная настройка релейной защиты может сделать систему уязвимой к серьезным авариям. Например, если в процессе сборки оборудования не были правильно установлены устройства защиты, это может привести к перегреву соединений, которые, в свою очередь, способны вызвать возгорание или электрическую дугу. Единственное короткое замыкание может привести к значительным повреждениям всей подстанции;

3) неправильная настройка релейной защиты. Неправильно настроенная релейная защита становится одной из наиболее частых причин серьезных аварий. Зачастую проблемы возникают из-за неверно выбранных токовых уставок. Если релейная защита не работает селективно, она может не сработать во время короткого замыкания, что ведет к разрушительным последствиям для подстанции. Нарушения в соединениях релейной защиты или неисправности в блоках управления могут обернуться катастрофой и уничтожить подстанцию. Это делает необходимым регулярное обслуживание и проверку релейной защиты, чтобы убедиться в ее работоспособности;
4) однофазные замыкания на землю. Однофазное замыкание может привести к значительным авариям, поскольку при этом у одной из фаз напряжение падает до нуля, а в других оно возрастает до полного линейного уровня. Важно, чтобы такие инциденты устранялись быстро, поскольку возникшее перенапряжение может вызвать пробои изоляции и электрическую дугу, способную плавить шины и провода. Чтобы избежать таких ситуаций, работники должны уметь диагностировать места повреждений и оперативно отключать их от сети для проверки и ремонта;
5) грозовые и коммутационные перенапряжения. Грозовые перенапряжения, а также перенапряжения, возникающие при коммутации, могут разрушить изоляцию оборудования. Если система молниезащиты нестабильна или неправильно установлена, это может привести к тому, что молния поразит линейный портал. Последствия могут быть серьезными и включать в себя повреждения оборудования и возможность возникновения пожара. Перед началом грозового сезона необходимо тщательно проверять и тестировать систему молниезащиты, чтобы обеспечить надежную защиту от природных явлений.

Таким образом, для снижения риска аварий необходимо тщательное внимание к подготовке персонала, качеству сборки и ремонту оборудования,

а также постоянный мониторинг систем защиты на всех уровнях работы подстанций. Это поможет обеспечить безопасность эксплуатации назначения и предотвратить аварийные ситуации, которые могут привести к значительным экономическим потерям и угрозам здоровью людей. Исходя из всего этого должны быть приняты мероприятия по пожарной безопасности, и действиях при пожаре.

Ответственность за противопожарное состояние подстанции лежит на главном энергетике участка. Он должен организовать изучение и соблюдение правил пожарной безопасности всеми работниками, имеющими доступ на подстанцию. Это включает следующие мероприятия:

- проведение вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи;
- специальная подготовка персонала;
- обучение по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий работников;
- проверка знаний в области пожарной безопасности.

Для предотвращения возгорания не по вышеперечисленным причинам, территорию подстанции необходимо содержать в чистоте, не допускать скопления воспламеняемого мусора. Выходы и входы на подстанцию и подъезды к ней не должны быть загромождены.

Для обеспечения профилактики и тушения пожаров на подстанции необходимо иметь все доступные методы, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, такие как порошковая система. Огнетушители должны быть проверены и опломбированы ответственным лицом в установленные сроки и не должны иметь истекший срок годности. Кроме того, на подстанции должен быть установлен пожарный щит, в который входят ведра, лопаты, ломы и емкость с песком, окрашенные в красный цвет и расположенные на видном месте.

В случае начала пожара персонал обязан строго следовать инструкциям по пожарной безопасности. Процесс тушения пожара на подстанции включает следующие шаги:

- при обнаружении пожара, первый свидетель должен немедленно уведомить главного энергетика или начальника смены, а также, при наличии связи, сообщить в пожарную охрану и начать тушение пожара.
- до прибытия пожарной охраны, ответственность за тушение несёт главный энергетик или начальник смены, который должен: удалить посторонних с места происшествия, определить местонахождение очага пожара, проверить работоспособность систем автоматического пожаротушения и при необходимости вручную их включить, а также подготовить все условия для эффективного тушения пожара, включительно с использованием имеющихся средств и встречей пожарной охраны с указанием источников воды и мест заземления техники.

Дежурный персонал должен отключить оборудование в зоне пожара по указанию главного энергетика или начальника смены. В случае необходимости отключения для защиты оборудования, это может быть сделано без предварительного распоряжения, но после необходимо сообщить об этом.

После прибытия пожарной охраны, ответственным за тушение пожара становится старший из прибывшей бригады пожарных, а главный энергетик или старший смены передает ему руководство по тушению и информирует о ранее предпринятых мерах, организуя дальнейшие действия персонала.

Решение о начале тушения пожара принимает руководитель тушения после проведения инструктажа и выполнения мер безопасности.

Если не удаётся обесточить горящие установки, руководитель тушения может начать ликвидацию пожара только после получения письменного разрешения на тушение от главного энергетика или старшего смены, инструктажа состава пожарной бригады и создания условий для визуального контроля за электроустановками.

В течение пожара необходимо предотвратить доступ посторонних лиц на территорию очага возгорания.

При тушении пожара необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- при использовании воздушно-механической пены для заполнения помещений требуется заземлить пенообразователи и насосы пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен быть экипирован диэлектрическими перчатками и ботами.
- для тушения пожаров на оборудовании с высоким напряжением до 0,4 кВ можно применять хладоновый огнетушитель, соблюдая безопасное расстояние не менее 1 метра. При тушении пожаров на оборудовании напряжением до 10 кВ допустимо использовать углекислотные огнетушители с таким же безопасным расстоянием не менее 1 метра.

Для тушения пожаров на подстанции с трансформаторами мощностью 10 МВА, допускают использование автоматические системы пожаротушения с распыленной водой согласно СО 34.49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» Эта система использует дренчерные оросители ОПДР-15 для тушения трансформаторов.

Вода является самым экономичным и широко используемым средством для тушения пожаров. При попадании в зону горения она нагревается и испаряется, тем самым отбирая значительно больше тепла у объектов, находящихся в состоянии горения.

Для контроля пожара в случае возгорания масла применяется маслоприемник, установленный под трансформатором. В случае пожара трансформатора масло из бака можно слить, чтобы предотвратить дальнейшее возгорание. За этот процесс отвечает газовая защита, установленная в баке трансформатора, которая при возгорании подает сигнал на пульт, где слив масла должен быть подтвержден. Кроме того, масло можно спустить вручную, если релейная защита не сработает.

Трансформаторы и другое оборудование, находящееся рядом с источником возгорания, необходимо защищать от высокой температуры, орошая их водой. Для предотвращения увеличения площади пожара нельзя тушить масло компактными водными струями.

При тушении щитов управления и релейных щитов, в которых находятся важные элементы оборудования, следует стараться сохранить установленные в них аппараты. На подстанции установлены пожарные краны, которые должны быть подключены к специальным резервуарам с водой. При проектировании подстанции были предусмотрены КРУ, а помещения для них выполнены с огнестойкостью второго класса. Эти два помещения оборудованы необходимыми средствами пожаротушения в соответствии с их классом напряжения.

Для обеспечения безопасности аккумуляторных батарей в их помещении требуется установка принудительной вентиляции с резервным оборудованием, а также использование взрывобезопасных двигателей для вентиляторов и освещения. Для повышения пожарной безопасности необходимо регулярно проверять оборудование на наличие неисправностей и оценивать риски возникновения пожара, следя за соблюдением правил пожарной безопасности.

Невыполнение вышеуказанных норм и порядка действий при пожаре может привести к серьезным последствиям. Неведение норм пожарной безопасности может вызвать панику, что приведет к несчастным случаям как среди людей, так и с оборудованием.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы была рассмотрена модернизация подстанции напряжением 110 кВ Хор. Целью работы являлось повышение надежности, безопасности и эффективности работы подстанции и линии электропередачи за счет внедрения современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

В процессе выполнения работы были решены следующие задачи:

1. Проведен анализ существующей системы релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 110 кВ Хор на воздушной линии 110 кВ Хор - Красицкая;
2. Разработана схема модернизации с заменой электромеханических устройств на микропроцессорные терминалы релейной защиты;
3. Выполнены расчеты параметров настройки релейной защиты для обеспечения селективности и надежности работы;
4. Проведена оценка технико-экономической эффективности предложенных мероприятий;
5. Разработаны рекомендации по внедрению и эксплуатации новых устройств.

В результате достигнуто повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение времени реагирования на аварийные ситуации и минимизация потерь. Экономический эффект от внедрения мероприятий обусловлен сокращением эксплуатационных затрат и увеличением срока службы оборудования. Срок окупаемости проекта оценивается в 4 года.

Предложенные решения могут быть использованы в качестве основы для модернизации других подстанций аналогичного класса напряжения, что способствует повышению общей надежности и эффективности работы электроэнергетических систем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. О Дальнем Востоке [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://navostok.info/about/amur.

2. Данные о климате Амурской области [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.meteoblue.com/ru/погода/historyclimate/climatemodelled/Амурская-Область_Россия_2027748.

3. Приказ Минстроя России от 24.12.2020 N 859/пр «Об утверждении СП 131.13330.2020 "СНиП 23-01-99* Строительная климатология».

4. Районы по ветру и гололеду (ПУЭ-7) [Электронный ресурс] – Режим доступа : https://incab.ru/useful-information/documents/city_rime.

5. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Ветровые районы и ветровые нагрузки».

6. Материалы преддипломной практики.

7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

8. ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению».

9. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ, утверждённые приказом Минэнерго России от 15 января 2024 года №6.

10. Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию».

11. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.

12. Провод АС 120 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://e-kc.ru/cena/provod-as-120-19.

13. Баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ®-220 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vebuetm220.

14. Разъединители серии РГН на напряжение 220 кВ (трехполюсная установка) [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000090/attfile/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-razedinitelej-serii-rgn-na-napryazhenie-220-kv-trehpolyusnaya-ustanovka.pdf.

15. НАМИ – 220 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.ramenergy.ru/products/nami-220/?ysclid=mbxo9q54cv745836889.

16. КРУ СЭЩ-70 35 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-35-kv/?ysclid=mbxocfvoon425571350.

17. ВВУ-СЭЩ-35-31,5/1250 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/Каталог_КРУ-СЭЩ-70_35кВ.pdf

18. ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/?ysclid=mbxpgczn2i831647088

19. НАМИ-35 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-35_re_pc.pdf

20. КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf

21. ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/03/03/Техническая_информация_о_выключателе_вакуумном.pdf

22. ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р 1500/5 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf

23. НАМИ-10 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf

24. Приказ МинЭнерго от 10 июля 2020 г. N 546 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366032/

25. RET521 производства ABB [Электронный ресурс]. Режим доступа : http://eknis.net/uploads/files/re5xx_cat.pdf.

26. Газовая защита трансформатора [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://ohranatruda.ru/upload/iblock/a20/4294817813.pdf.

27. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2022. – 600 с.

28. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.

29. Калькуляторы уровня инфляции [Электронный ресурс] – Режим доступа: https: //уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы.

30. Масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: https://lider-energo.ru/ – 11.05.2025.