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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«____»_____20___г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция распределительных устройств напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ с переводом на инновационное оборудование

Исполнитель
студент группы _____ М.Е. Куртуков
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ А.Г. Ротачева
(подпись, дата)

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

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

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
«_____»_____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Куртукова Матвея Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция распределительных устройств 110 кВ БТЭЦ с переводом на инновационное оборудование
(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема РУ БТЭЦ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Климатическая характеристика района, анализ БТЭЦ, обслуживание распределительного устройства БТЭЦ, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, выбор и проверка заземления и молниезащиты, защита и автоматика, расчет технико-экономических показателей, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 20 таблиц, 23 рисунка, программный продукт Excel

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

7. Дата выдачи задания

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

Задание принял к исполнению (дата):
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 с., 23 рисунка, 20 таблиц, 27 источников.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, НАДЁЖНОСТЬ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОТЬ.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы по заданным исходным данным выполнена и проанализирована реконструкция распределительного устройства высокого напряжения БТЭЦ, рассчитаны токи трехфазного и однофазного короткого замыкания.

В ходе выполнения работы выбрано и проверено новое инновационное оборудование распределительного устройства 110 кВ БТЭЦ: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений. Выбраны гибкие шины и их опорные изоляторы. Выбрано и проверено заземление РУ 110 кВ, также рассчитана и проверена молниезащита. Приведен расчёт защиты и автоматики на воздушной линии электропередачи. Рассчитан срок окупаемости проекта и приведены меры по безопасности и экологичности приведенной реконструкции БТЭЦ.

При выполнении бакалаврской работы использовались программно-вычислительные комплексы, такие как: Microsoft Office Visio, Microsoft Office Excel.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 7
1 Климатическая характеристика района размещения БТЭЦ 9
2 Анализ текущей схемы распределительных устройств и характеристика БТЭЦ 11
2.1 Подробная однолинейная схема БТЭЦ 15
3 Обслуживание распределительного устройства 110 кВ БТЭЦ 17
4 Расчет токов короткого замыкания 19
4.1 Расчет токов трехфазного КЗ 22
4.2 Расчет токов однофазного КЗ 35
5 Выбор оборудования РУ 110 43
5.1 Выбор выключателей 110 кВ 44
5.2 Выбор разъединителей 110 кВ 45
5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ 47
5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ 51
5.5 Выбор ОПН 53
5.6 Выбор гибких шин 56
5.7 Выбор опорных изоляторов для гибких шин 59
6 Выбор и проверка заземления и молниезащиты РУ 110 кВ 61
6.1 Выбор и проверка заземления РУ 110 кВ 61
6.2 Расчет и проверка молниезащиты 64
7 Защита и автоматика ВЛ БТЭЦ – ПС Центральная 68
7.1 Дифференциальная защита шин 68
7.2 Автоматическое повторное включение 79
7.4 Устройство резервирования отказа выключателя 79
7.5 Устройство передачи аварийных сигналов и команд 81
8 Технико-экономиечкое обоснование реконструкции РУ 110 кВ 84
8.1 Срок окупаемости проекта 86
9 Безопасность и экологичность 88
9.1 Безопасность 88

9.2 Экологичность 91
9.3 Чрезвычайные ситуации 97
Заключение 103
Библиографический список 104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

ТП –трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

Благовещенская ТЭЦ является важным энергетическим объектом региона, обеспечивающим стабильное электроснабжение потребителей и поддержание необходимых условий жизнедеятельности населения. Однако существующее распределительное устройство (РУ) высокого напряжения станции морально устарело и требует модернизации. Необходимость повышения надежности энергоснабжения, улучшения эксплуатационных характеристик и снижение потерь электроэнергии диктуют потребность перевода РУ на современное инновационное оборудование.

Переход на передовые технологии позволит повысить эффективность эксплуатации, снизить вероятность отказов и сократить расходы на техническое обслуживание. Инновационные решения обеспечивают повышенную безопасность персонала и экологическую устойчивость объекта, уменьшая воздействие на окружающую среду.

Актуальность работы заключается в том, что реконструкция Благовещенской ТЭЦ и перевод ее на инновационное оборудование позволит избавиться от устаревшего и непригодного оборудования, снизить потери, увеличить автоматизированность станции.

Цель данной бакалаврской работы — разработка технически обоснованного подхода к реконструкции распределительного устройства высокого напряжения Благовещенской ТЭЦ с применением инновационных технологий, способствующих повышению надежности, экономичности и экологической устойчивости предприятия.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи: необходимо проанализировать существующую схему распределительного устройства 110 кВ Благовещенской ТЭЦ и выявить её недостатки разработать оптимальную схему реконструкции, учитывающую требования надёжности, эффективности и перспектив развития энергосистемы. Рассчитать токи короткого замыкания для определения основных технических параметров нового оборудования, выбрать и обосновать современное

инновационное оборудование. спроектировать системы заземления и молниезащиты, определить состав защит и автоматики воздушных линий электропередач. Также необходимо оценить экономическую целесообразность реконструкции: рассчитать срок окупаемости реконструкции. Обосновать меры безопасности и экологичности, включающее мероприятия по снижению негативного воздействия реконструированного оборудования на здоровье работников и природную среду.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 6 листах

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ БТЭЦ

В этом разделе представлена климатическая характеристика местности, которая требуется для корректного выбора и проверки электротехнического оборудования. Например, данные о ветровом и гололедном районах необходимы для подбора оборудования распределительного устройства. Температура воздуха используется для проверки работоспособности выбранного оборудования, а количество грозовых часов – для расчета системы молниезащиты РУ. Степень загрязнения атмосферы учитывается при выборе изоляторов, а глубина промерзания грунтов – при проектировании заземляющего устройства.

По климатическим условиям для выбора трассы, для принятия решений по конструктивному исполнению подстанции и ЛЭП, необходима информация о температуре, ветре, грозовой ситуации и гололеде в районе размещения БТЭЦ. Количественные значения указанных климатических характеристик представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

Параметр	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Температура воздуха высшая, (ºС)	41
Температура воздуха низшая, (ºС)	минус 45
Температура воздуха среднегодовая, (ºС)	0
Число грозовых часов	50
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунтов (м)	2,0
Преобладающее направление ветра	Западное, Северо-западное

Исходя из данной таблицы, можно сделать вывод, что особенностью климата является высокая активность ветра, достигающего значительной силы.

Это обстоятельство накладывает особые требования на прочность конструкций, крепление кабельных трасс и других элементов инфраструктуры, связанных с открытым расположением энергооборудования. Высокий скоростной напор создает дополнительную нагрузку на опоры и крепления проводов воздушных линий, вынуждая применять усиленные конструкции и защитные покрытия.

Важным фактором являются атмосферные осадки, особенно явления гололёда, характерные для холодного периода года. Гололёд существенно увеличивает массу проводников и создаёт дополнительные механические нагрузки на сооружения, снижающие сроки службы и повышающие риск повреждения изоляции. Понимание особенностей зимнего режима осадков важно для выбора оптимальных методов обслуживания и ремонта электротехнического оборудования.

Среднегодовая температура находится вблизи нуля градусов, что способствует формированию условий, близких к пограничным зонам влияния природных факторов на материалы и элементы инженерных сооружений. Промерзание почвы глубиной до двух метров заставляет учитывать это явление при закладке фундаментов и прокладке подземных коммуникаций.

Небольшое количество грозовых часов снижает риски повреждения оборудования электрическими разрядами, позволяя минимизировать затраты на установку громоотводов и защитных устройств.

Поддерживаемый промышленностью уровень атмосферного загрязнения в районе относительно невысок, что благоприятствует сохранению долговечности металлических конструкций и электроаппаратуры.

По описанным выше условиям для установки оборудования в ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ используем оборудование с маркировкой У.

Маркировка «У» означает «умеренный климат». Есть несколько вариантов с указанием категории размещения:

У1 — размещение на открытом воздухе.

У2 — под навесом или в открытых помещениях.

У3 — в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛНЫХ УСТРОЙСТВ И ХАРАКТЕРИСТИКА БТЭЦ

Благовещенская ТЭЦ – это теплоэлектроцентраль, расположенная в городе Благовещенске и входящая в состав филиала «Амурская генерация» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Станция обеспечивает 85% потребностей города в тепловой энергии для промышленных предприятий и жителей, а также производит седьмую часть всей электроэнергии, потребляемой в Амурской области.

На данный момент электрическая мощность первой очереди ТЭЦ составляет 280 МВт. В составе первой очереди работают три турбоагрегата: ПТ-60-130/13-1,2 и два Т-110/120-130-4. Также введены в эксплуатацию объекты второй очереди [31].

Проектная электрическая мощность второй очереди составит 130 МВт. Суммарная мощность станции достигнет 410 МВт электрической энергии, а годовая выработка электроэнергии составит 464 млн кВт/ч. В качестве топлива будет использоваться уголь с Ерковецкого разреза в Амурской области.

Однолинейная схема распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ на Благовещенской ТЭЦ показана на рисунке 1. Рассмотрим ее детально.

Данное распределительное устройство выполнено по схеме «две рабочие не секционированные системы шин с обходной системой шин и раздельными шиносоединительным и обходным выключателями». Такая схема широко применяется на электростанциях и отличается высокой степенью надежности благодаря большому количеству коммутационных аппаратов и секций шин. Кроме того, эта схема позволяет выводить в ремонт любое присоединение (как с потребителем, так и с источником) без прерывания потока мощности за счет использования обходного выключателя. Также без перерыва электроснабжения можно поочередно выводить в ремонт системы шин, используя переключение присоединений.

Основные преимущества данной схемы:

– Высокая надежность электроснабжения потребителей;

– Многократное резервирование;

– Относительная простота схемы.

Основные недостатки:

– Большое количество коммутационных аппаратов требует частого проведения ремонтных работ;

– Сложность оперативных переключений при переводе присоединений на обходной выключатель;

– Высокая стоимость обслуживания распределительного устройства.

Необходимо обратить особое внимание на качество применяемых коммутационных аппаратов, таких как высоковольтные выключатели и разъединители, поскольку именно от их исправности зависит успешность выполнения оперативных переключений. Особое значение имеют механизмы блокировки, предотвращающие ошибочные операции персоналом и исключающие опасные ситуации при проведении операций с нагрузкой.

Одним из значимых моментов является необходимость разработки четкого регламента действий оперативного персонала при возникновении аварийных ситуаций, так как сложная структура распределения силового оборудования требует быстрых и правильных решений для предотвращения каскадных нарушений электроснабжения.

Следовательно, выбранная схема распределительного устройства подходит для обеспечения надежного и устойчивого энергоснабжения потребителей Благовещенской ТЭЦ, хотя она требует повышенного внимания к организации процесса технического обслуживания и контроля состояния оборудования.

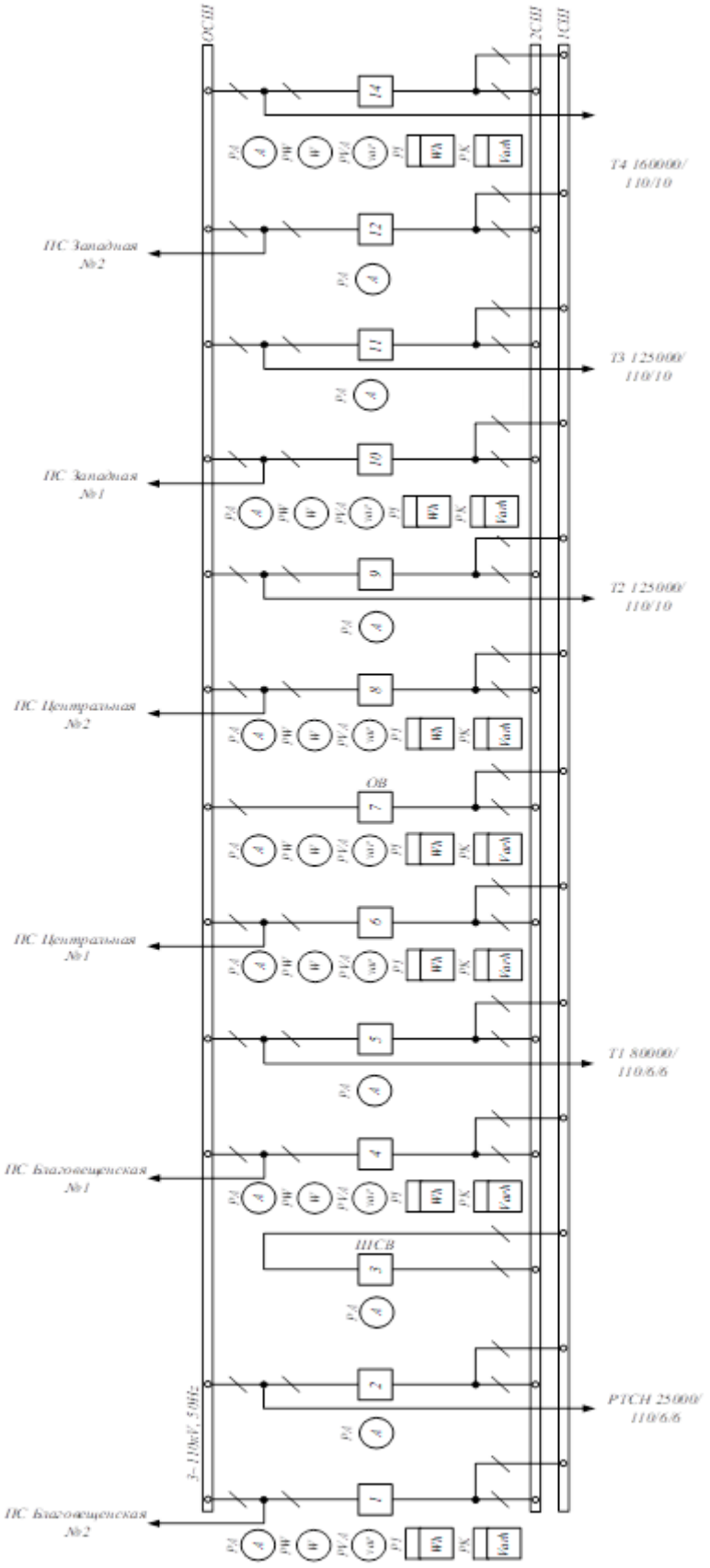


Рисунок 1 – Однолинейная схема РУ 110 кВ БТЭЦ

Рассмотрим оборудование, установленное на каждой ячейке распределительного устройства:

Ячейки № 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 – на этих ячейках установлены выключатели 110 кВ типа МКП – многообъемные баковые выключатели (введены в эксплуатацию в 1985 году), разъединители РНДЗ и встроенные трансформаторы тока типа ТВ-110-18. Основные проблемы эксплуатации данного оборудования связаны с большим количеством масла в выключателях, что значительно усложняет их ремонт: масло необходимо сливать и хранить. Кроме того, такие выключатели более пожароопасны по сравнению с другими типами оборудования из-за риска разлива масла. Большинство выключателей на этих ячейках имеют значительный износ как вторичных цепей, так и силовой контактной группы. Встроенные трансформаторы тока часто выходят из строя. Разъединители также требуют частого ремонта из-за физического износа, что приводит к аварийным нагревам контактной группы, особенно критичным в зимний отопительный период. Дополнительной проблемой является разрушение фундамента и нарушение геометрии оснований, что создает угрозу падения оборудования и возникновения аварийных ситуаций.

Ячейка № 3 (ШСВ) – На этой ячейке установлен современный элегазовый выключатель типа ВГТ-110 и элегазовые трансформаторы тока типа ТОГФ-110 III. С этим оборудованием на данный момент проблем не возникает. Однако на ячейке продолжают эксплуатироваться старые разъединители типа РНДЗ, которые имеют те же недостатки, что и на других ячейках.

Ячейки № 10, 12 – Здесь установлены маломасляные выключатели типа ВМТ, разъединители РНДЗ и трансформаторы тока типа ТФЗМ. Основные проблемы включают утечки масла на полюсах выключателей из-за высокого давления азота, износ контактной группы и необходимость регулярного ремонта выносных трансформаторов тока для замены масла и технического обслуживания. Разъединители имеют те же проблемы, что и на предыдущих ячейках.

Ячейка № 14 – эта ячейка подключена к блоку второй очереди, поэтому на

ней установлено современное оборудование: элегазовый выключатель типа ВГТ, элегазовые трансформаторы тока типа ТОГФ-110 III и современные разъединители с ручным и моторизованным приводом, позволяющим выполнять операции дистанционно с главного щита управления. На данный момент проблем с эксплуатацией этого оборудования не возникает.

Трансформаторы напряжения и ограничители перенапряжений
На системах шин установлены трансформаторы напряжения типа НАМИ 110, которые имеют значительный срок эксплуатации и требуют замены в рамках реконструкции. Также используются нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН-110/73-10/650(II) 2 УХЛ1, которые также нуждаются в замене.

2.1 Подробная однолинейная схема БТЭЦ

Подробная однолинейная схема ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ является важнейшим инструментом планирования, анализа и эффективного управления технологическими процессами на предприятии. Она представляет полную картину оборудования и соединений. Однолинейная схема наглядно отображает взаимосвязи между всеми компонентами распределительной системы, такими как генераторы, трансформаторы, выключатели, шины и другое оборудование. Она помогает быстро ориентироваться в структуре установки и понимать пути прохождения потоков электроэнергии.

Также, на основании данной схемы выполняются расчеты различных рабочих состояний и переходных процессов, таких как короткие замыкания, перегрузки и изменение конфигурации схем. Эти вычисления необходимы для оценки допустимых уровней нагрузки, выбора подходящего оборудования и формирования стратегий регулирования мощности.

На рисунке 2 показана подробная однолинейная схема БТЭЦ, в графической части работы она показана более подробно.

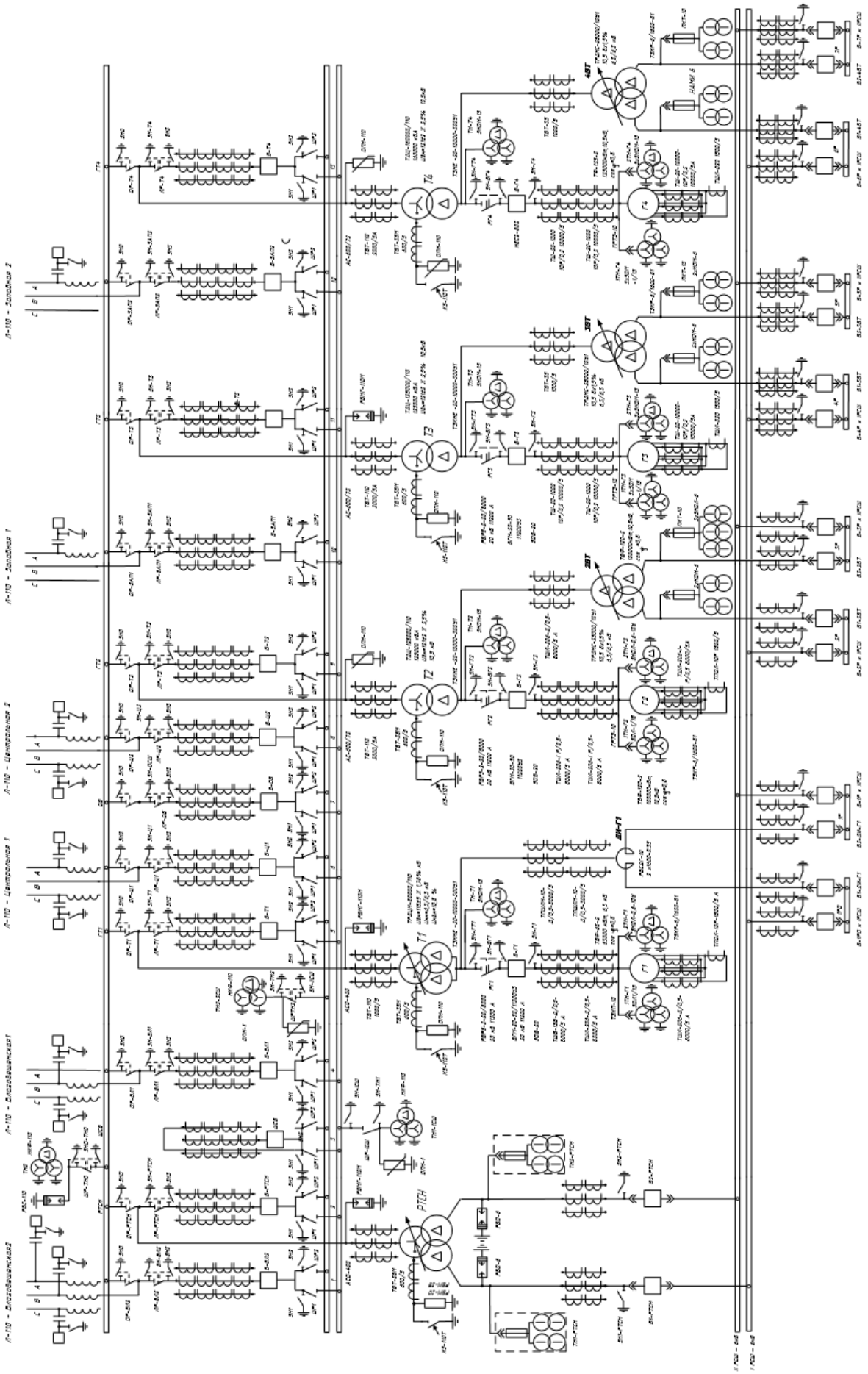


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема ОРУ 110 кВ БТЭЦ

3 ОБСЛУЖИВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 КВ

С учетом вышеизложенного, существующая схема распределительного устройства полностью соответствует требованиям по надежности электроснабжения потребителей. Поэтому в данной работе менять схему не требуется – необходимо лишь заменить устаревшее оборудование на более современное и эффективное.

При реконструкции предпочтение отдается открытому распределительному устройству (ОРУ), так как оно обладает рядом преимуществ: значительно меньшей стоимостью, простотой обслуживания и монтажа, что особенно актуально в современных условиях. Использование комплектных распределительных устройств элегазовых (КРУЭ) в данном случае усложнило бы процесс реконструкции и увеличило бы затраты на реализацию проекта.

Замена оборудования на современное также позволит снизить затраты на его ремонт и техническое обслуживание в течение длительного срока эксплуатации. Новое оборудование отличается повышенной надежностью и долговечностью, что минимизирует частоту ремонтных работ и связанные с ними расходы.

Кроме того, современное оборудование упрощает оперативные переключения и сокращает время их выполнения. Важным преимуществом является возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами, что исключает необходимость присутствия оперативного персонала вблизи оборудования. Это значительно снижает риск травматизма и ошибок при выполнении переключений.

Еще одним важным аспектом является безопасность. Отказ от маслонаполненного оборудования в ОРУ 110 кВ практически исключает вероятность возгорания и возникновения чрезвычайных ситуаций, что делает эксплуатацию более безопасной и экологически чистой.

Таким образом, реконструкция с использованием современного

оборудования в открытом распределительном устройстве позволит повысить надежность, безопасность и экономическую эффективность эксплуатации, а также упростит обслуживание и управление энергообъектом.

При реконструкции распределительного устройства в данной работе будет сделан акцент на замену устаревшего оборудования на современные выключатели, разъединители, трансформаторы тока, напряжения и другие компоненты, что повысит надежность и безопасность эксплуатации. Также стоит необходимость в проверке ошиновки.

Это решение обусловлено несколькими факторами:

– Устаревшие устройства часто становятся причиной серьезных аварий и длительных перерывов в подаче электроэнергии. Замена старого оборудования снизит вероятность внезапных отказов и предотвратит аварии, вызванные износом механизмов и недостаточной надежностью изоляции.

– Многие старые устройства не соответствуют современным стандартам качества и безопасности, установленным Ростехнадзором и отраслевыми стандартами. Модернизация оборудования позволит привести станцию в полное соответствие с действующими требованиями, избежать штрафов и санкций контролирующих органов.

– Новые устройства отличаются низким энергопотреблением и пониженным воздействием на окружающую среду, включая снижение выбросов вредных веществ и отходов. Применение современной техники способствует уменьшению углеродного следа и улучшению экологической обстановки в регионе.

Замена старых компонентов на новые образцы в процессе реконструкции распределительного устройства необходима для поддержания высокого уровня надежности, снижения операционных рисков и оптимизации текущих процессов эксплуатации, что приведет к существенному улучшению общих показателей работоспособности и экономии ресурсов на Благовещенской ТЭЦ.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания (КЗ) представляют собой аварийные режимы работы электрических сетей, при которых происходит замыкание между фазами, замыкание фаз на землю в сетях с глухо- или эффективно-заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в обмотках электрических машин. Основной причиной возникновения КЗ является нарушение изоляции в электрических цепях, которое может быть вызвано различными факторами: естественным старением изоляции и ее последующим пробоем, механическими повреждениями кабелей при земляных работах, обрывами проводов с их падением на землю, набросами посторонних предметов на линии электропередачи, ударами молнии и другими внешними воздействиями.

Чаще всего короткие замыкания происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, образующейся в месте повреждения изоляции. Однако в некоторых случаях возникают металлические КЗ, при которых переходное сопротивление отсутствует. Для упрощения расчетов токов КЗ обычно рассматривают металлическое замыкание, пренебрегая переходными сопротивлениями.

В трехфазных электроустановках возможны различные виды КЗ: трехфазные, двухфазные, а также одно- и двухфазные замыкания на землю (в сетях с глухо- или эффективно-заземленными нейтралями). Трехфазное КЗ считается симметричным, так как все фазы находятся в одинаковых условиях. Остальные виды КЗ являются несимметричными, поскольку фазы оказываются в разных условиях, что приводит к искажению векторных диаграмм токов и напряжений.

Короткие замыкания сопровождаются резким увеличением токов в поврежденных фазах, которые могут превышать номинальные значения в несколько раз. Это вызывает значительные электродинамические усилия между проводниками, способные привести к разрушению токоведущих частей и их изоляции. Поэтому все элементы электроустановок, включая аппараты, машины

и проводники, должны обладать электродинамической стойкостью, то есть быть способными выдерживать механические нагрузки, возникающие при КЗ.

Еще одним следствием КЗ является снижение уровня напряжения в сети, особенно вблизи места повреждения. Это может негативно сказаться на работе потребителей электроэнергии. Для обеспечения надежной работы электрооборудования необходимо проводить расчеты токов короткого замыкания, включая определение апериодической, периодической составляющих и ударного тока. Эти данные используются для проверки оборудования на устойчивость к токам КЗ.

В рассматриваемой схеме электрической сети источниками питания являются генераторы Благовещенской ТЭЦ, а также шины 110 кВ подстанций Благовещенская, Центральная и Западная. Для расчета токов КЗ применяются два основных метода: в именованных единицах и в относительных. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки. В данной работе, учитывая сложность и многоэлементность сети, выбран метод относительных единиц, который позволяет упростить расчеты при большом количестве элементов.

Таким образом, расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования и эксплуатации электрических сетей, обеспечивающим их безопасную и надежную работу.

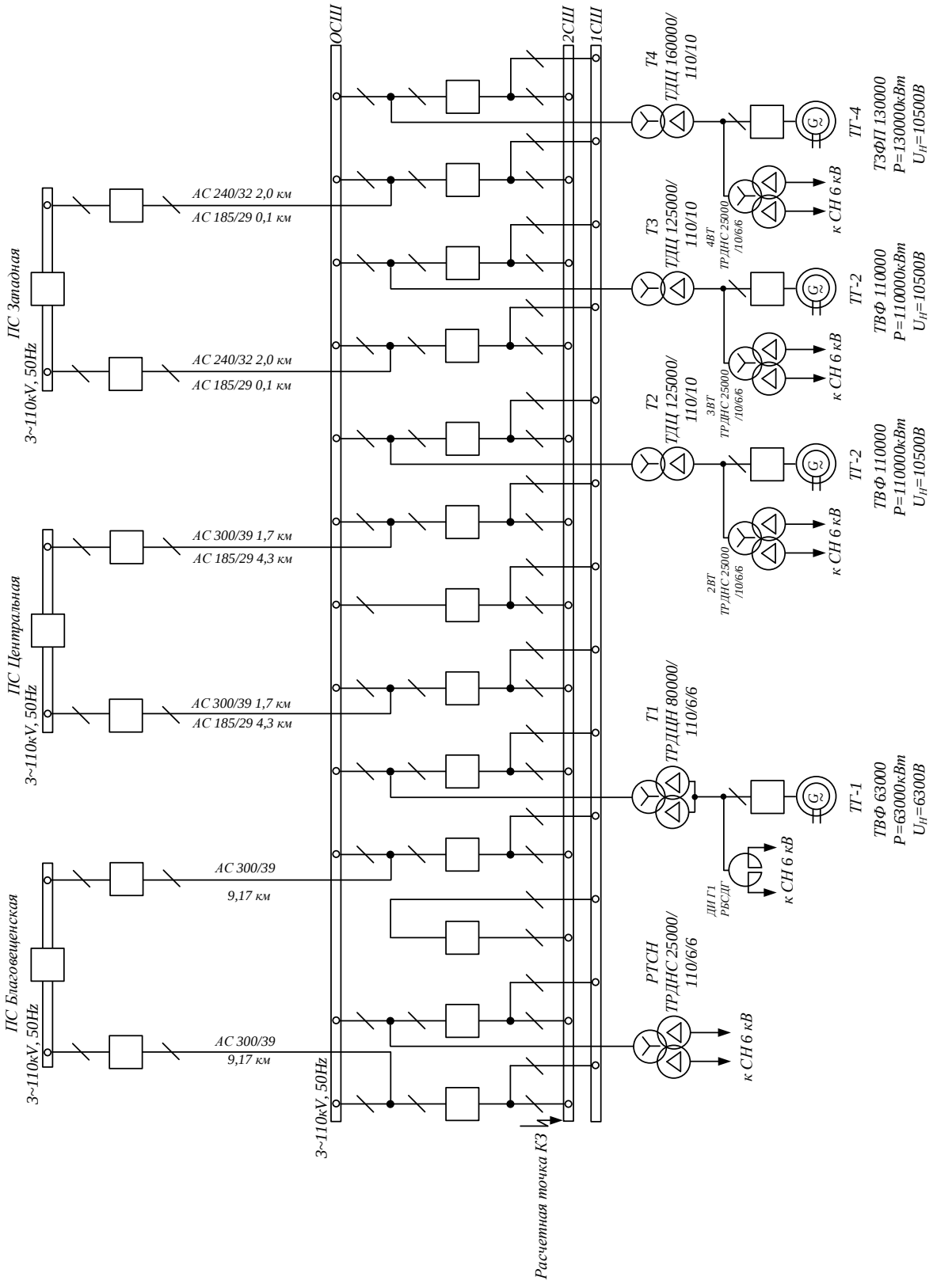


Рисунок 3 – Расчётная схема для расчета токов КЗ

4.1 Расчет токов трехфазного КЗ

Расчет трехфазного короткого замыкания (КЗ) проводится для определения наибольшего возможного тока, проходящего через оборудование в режиме полного замыкания всех трех фаз. Полученные значения используются для проверки механической прочности контактных групп, стойкости изоляции и способности оборудования выдерживать максимальные ударные токи. Результаты такого расчета важны для правильной настройки защитной аппаратуры и предупреждения выхода из строя оборудования в результате сверхтоковых перегрузок.

Для расчёта токов короткого замыкания воспользуемся методом симметричных составляющих. Расчет проводится вручную. На рисунке 4 составлена и изображена схема замещения прямой последовательности для расчета токов трехфазного КЗ.

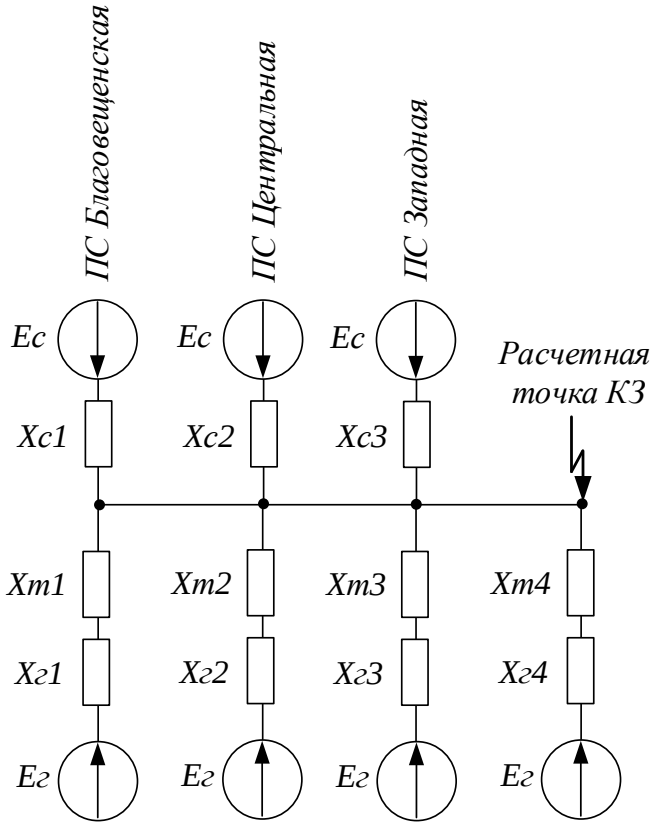


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности для расчета токов трехфазного КЗ

Для метода относительных единиц принимаем базисные условия, представленные в таблице 2:

Таблица 2 – Базисные условия

Базисная мощность	1000 МВА
Базисное напряжение на стороне 110 кВ	115 кВ

Для определения базисного тока на каждой ступени трансформации, в данном случае для уровня напряжения 110 кВ, используется следующая формула:

$$I_{Б110} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_{Б110}} \quad (1)$$

$$I_{Б110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5{,}02\text{кА}$$

где $I_Б$ — базисный ток, кА;

$S_Б$— базисная мощность, МВА (выбирается исходя из расчетных условий, например, 100 МВА или другая удобная величина);

$U_{Б110}$ — базисное напряжение, кВ (в данном случае 110 кВ).

Базисная мощность $S_Б$ выбирается произвольно, но обычно принимается равной 100 МВА для удобства расчетов. Это эталонное значение, к которому приводятся все параметры сети.

Базисное напряжение $U_{Б110}$ соответствует номинальному напряжению ступени трансформации, для которой выполняется расчет. В данном случае это 110 кВ.

Базисный ток $I_Б$ представляет собой ток, который протекал бы в сети при выбранной базисной мощности и напряжении.

Для определения индуктивных сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базисным условиям, необходимо выполнить следующие шаги. Начнем с расчета сопротивления

энергосистемы со стороны шин 110 кВ подстанции (ПС) Благовещенская, используя известное значение тока короткого замыкания (КЗ).

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U_{Б110} \cdot I_{КЗ}} \quad (2)$$

где $S_Б$ — базисная мощность, МВА;

$U_{Б110}$ — базисное напряжение, кВ;

$I_{КЗ}$ — ток короткого замыкания, кА.

$$X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3{,}4} = 1{,}48 \text{о.е}$$

Сопротивление энергосистемы на шинах 110 кВ подстанции "Центральная" рассчитывается по аналогичному принципу.

$$X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2{,}6} = 1{,}93 \text{о.е}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ подстанции "Западная" рассчитывается с учетом перспективного развития сетей 110 кВ города Благовещенск, включая перевод подстанции "Западная" на транзитную схему.

$$X_{C3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1{,}8} = 2{,}79 \text{о.е}$$

Для определения сопротивления силовых блочных трансформаторов в относительных единицах, приведенных к базисным условиям, используется следующая формула:

$$X_m = \frac{u_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_Б}{S_н} \quad (3)$$

где X_m — сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$U_{К\%}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, % (указывается в паспортных данных);

$S_Б$— базисная мощность, МВА;

$S_Н$ — номинальная мощность трансформатора, МВА.

Напряжение короткого замыкания $U_{К\%}$ — это параметр, который характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора. Обычно указывается в процентах и приводится в технической документации на трансформатор.

Базисная мощность $S_Б$— выбирается произвольно (часто 100 МВА) для приведения всех параметров схемы к единой системе отсчета.

Номинальная мощность трансформатора $S_Н$ — мощность, на которую рассчитан трансформатор, указывается в его паспортных данных.

Проводим расчет:

$$X_{m1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,31 \text{о.е}$$

$$X_{m2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{ о.е}$$

$$X_{m3} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{о.е}$$

$$X_{m4} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{160} = 0,69 \text{ о.е}$$

Для определения сопротивления турбогенераторов в относительных единицах (о.е.), приведенных к базисным условиям, используется следующая формула:

$$X_г = xd`` \cdot \frac{S_Б}{S_{НОМ}} \quad (4)$$

где $X_{d"}$ — сверхпереходное сопротивление по продольной оси (о.е);

$S_Б$ — базисная мощность, МВА;

$S_Н$ — номинальная мощность турбогенератора, МВА.

Сверхпереходное сопротивление по продольной оси $X_{d"}$ является важным параметром синхронных машин (например, генераторов) и используется для анализа переходных процессов в электрических системах. Оно характеризует реактивное сопротивление обмотки статора в момент внезапного короткого замыкания на выводах генератора

Базисная мощность $S_Б$ — выбирается произвольно (часто 100 МВА) для приведения всех параметров схемы к единой системе отсчета.

Номинальная мощность турбогенератора $S_Н$ — мощность, на которую рассчитан генератор, указывается в его паспортных данных.

Проводим расчет:

$$X_{г1} = 0{,}153 \cdot \frac{1000}{74{,}11} = 2{,}06 \text{о.е}$$

$$X_{г2} = 0{,}189 \cdot \frac{1000}{125} = 1{,}51 \text{о.е}$$

$$X_{г3} = 0{,}189 \cdot \frac{1000}{125} = 1{,}51 \text{о.е}$$

$$X_{г4} = 0{,}213 \cdot \frac{1000}{160} = 1{,}33 \text{о.е}$$

После получения всех необходимых данных схемы замещения выполняется ее сворачивание до результирующего сопротивления и эквивалентной электродвижущей силы (ЭДС). Это позволяет упростить схему и

провести расчет токов короткого замыкания (КЗ) для каждого источника отдельно, включая систему и генераторы электростанции. Ниже приведены основные этапы преобразования и расчетов.

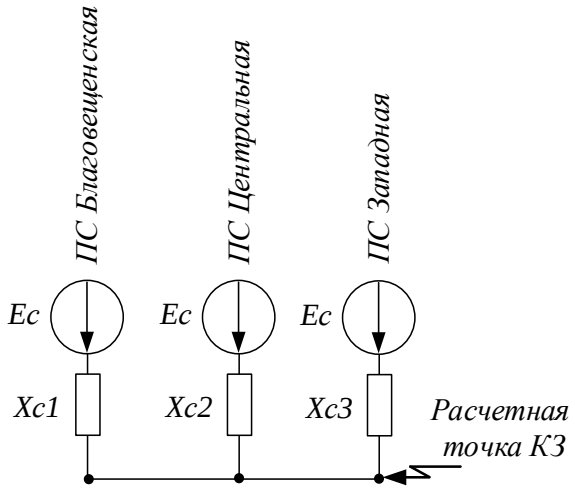


Рисунок 5 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

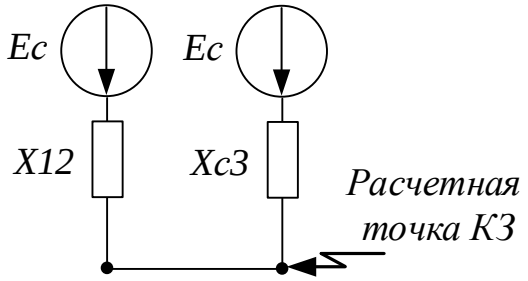


Рисунок – 6 Первый этап преобразования схемы замещения

Определяем значения сопротивлений первого этапа

$$X_{12} = \frac{X_{C1} \cdot X_{C2}}{X_{C1} + X_{C2}} \quad (5)$$

$$X_{12} = \frac{1{,}48 \cdot 1{,}93}{1{,}48 + 1{,}93} = 0{,}84\text{о.е}$$

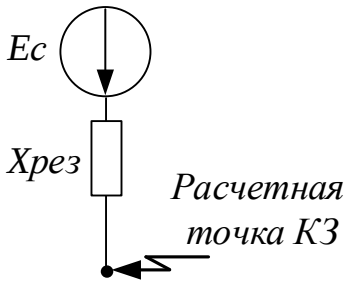


Рисунок – 7 второй этап преобразования схемы замещения

$$X_{рез1} = \frac{X12 \cdot X_{С3}}{X12 + X_{С3}} \quad (6)$$

$$X_{рез1} = \frac{0{,}84 \cdot 2{,}79}{0{,}84 + 2{,}79} = 0{,}64$$

Для определения начального значения периодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ) на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ от системы, необходимо выполнить следующие шаги. Предполагается, что схема замещения уже свернута до эквивалентного сопротивления и ЭДС

$$I_{по1} = \frac{E_c}{X_{рез1}} \cdot I_{Б110} \quad (7)$$

где E_c – эквивалентная ЭДС системы: E_c (обычно принимается равной 1,0 для упрощения расчетов);

Результирующее сопротивление системы до точки КЗ: $X_{рез1}$ (определено ранее, 0,64 о.е.);

Базисный ток на уровне 110 кВ: $I_Б$ (рассчитан ранее, 5,02 кА).

$$I_{по1} = \frac{1}{0{,}64} \cdot 5{,}02 = 7{,}84 \text{кА}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания (КЗ) представляет собой постоянную (непериодическую) составляющую тока, которая возникает в момент возникновения КЗ и затухает со временем. Она

определяется начальными условиями в момент замыкания и параметрами цепи. Для расчета апериодической составляющей тока КЗ используется следующая формула:

$$I_{A1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} \quad (8)$$

где I_{A1}— апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $-T_{\text{ОВ}}$, кА;

I_{no} — начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$T_{\text{ОВ}}$ — время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,055 сек;

T_a— постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно [12] равна 0,02 с.

$$I_{A1} = \sqrt{2} \cdot 7{,}84 \cdot e^{\frac{-0{,}055}{0{,}02}} = 0{,}71\text{кА}$$

Ударный ток короткого замыкания — это максимальное мгновенное значение тока КЗ в переходном процессе, учитывающее апериодическую (постоянную) составляющую. Он определяется через начальное значение периодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент.

$$k_Y = \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{Ta}}\right) \quad (9)$$

$$k_Y = \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}02}}\right) = 1{,}61$$

Ударный ток определяется по формуле:

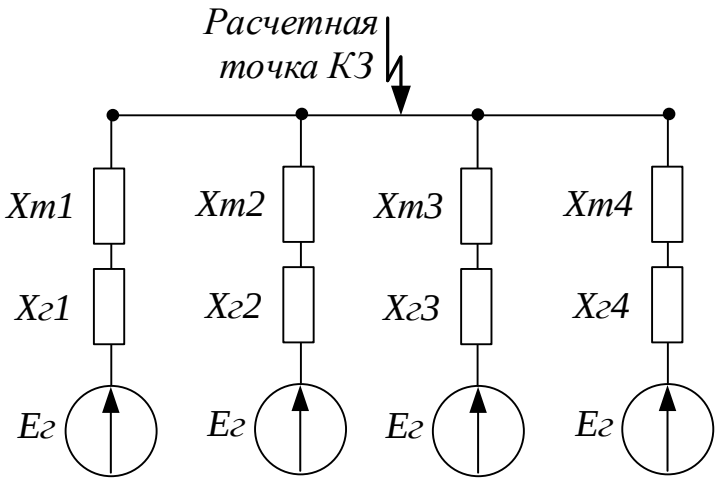
$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_Y \quad (10)$$

где I_{no} – начальное действующее значение периодической составляющей

тока КЗ;

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 7{,}84 \cdot 1{,}61 = 17{,}85$$

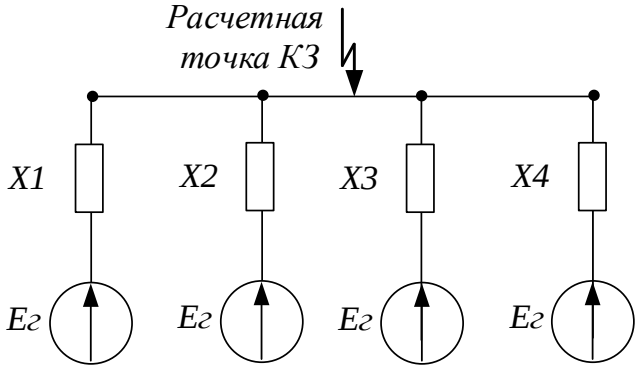
Для определения токов КЗ от электростанции используется схема замещения, представленная на рисунке 7.



Благовещенская ТЭЦ

Рисунок 8 – расчетная схема для расчета токов КЗ от второго источника

Для упрощения расчетов токов КЗ сложную схему замещения (рис. 7) можно преобразовать в эквивалентное результирующее сопротивление относительно точки КЗ.



Благовещенская ТЭЦ

Рисунок 9 – первое преобразование схемы замещения для расчетов токов КЗ

$$X1 = X_{т1} + X_{г1} \quad (11)$$

$$X1 = 1{,}31 + 2{,}06 = 3{,}37 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{т2} + X_{г2} \quad (12)$$

$$X2 = 0{,}88 + 1{,}51 = 2{,}39 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{т3} + X_{г3} \quad (13)$$

$$X3 = 0{,}88 + 1{,}51 = 2{,}39 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{т4} + X_{г4} \quad (14)$$

$$X4 = 0{,}69 + 1{,}33 = 2{,}02 \text{ (о.е.)}$$

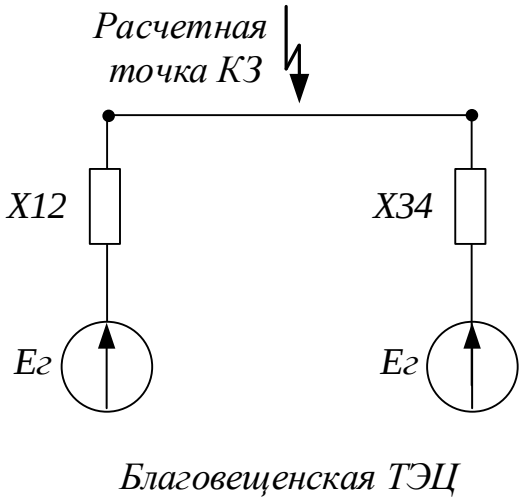


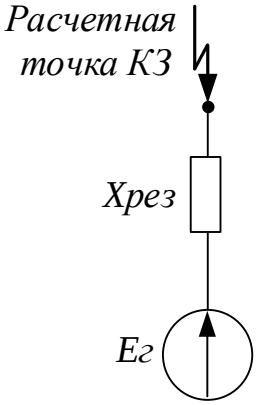
Рисунок 10 – второе преобразование схемы замещения для расчетов токов КЗ

$$X12 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (15)$$

$$X12 = \frac{3{,}37 \cdot 2{,}39}{3{,}37+2{,}39} = 1{,}4 \text{ (о.е.)}$$

$$X34 = \frac{X3 \cdot X4}{X3+X4} \quad (16)$$

$$X34 = \frac{2{,}39 \cdot 2{,}02}{2{,}39+2{,}02} = 1{,}09 \text{ (о.е.)}$$



Благовещенская ТЭЦ

Рисунок 11 – Третье преобразование схемы замещения для расчетов токов КЗ

$$X_{рез2} = \frac{X12 \cdot X34}{X12+X34} \quad (17)$$

$$X_{рез2} = \frac{1{,}4 \cdot 1{,}09}{1{,}4+1{,}09} = 0{,}61 \text{ (о.е.)}$$

Расчет начального значения периодически составляющей тока КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ

$$I_{по2} = \frac{E_г}{X_{рез2}} \cdot I_{Б110} \quad (18)$$

где $E_г$ – ЭДС генератора, принимается равной 1,1 (о.е.)

$X_{\text{рез1}}$ – Результирующее сопротивление системы до точки КЗ:

$$I_{по2} = \frac{1{,}1}{0{,}61} \cdot 5{,}02 = 9{,}05$$

Апериодическая составляющая тока КЗ $I_{А2}$— это постоянная во времени составляющая, которая затухает экспоненциально. Она зависит от момента возникновения КЗ и параметров цепи.

$$I_{А2} = \sqrt{2} \cdot I_{по2} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{Ta}} \quad (19)$$

где $I_{по2}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$T_{ОВ}$ — время, для которого рассчитывается составляющая);

T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей.

$$I_{А2} = \sqrt{2} \cdot 9{,}05 \cdot e^{\frac{-0{,}05}{0{,}02}} = 1{,}05 \text{ (кА)}$$

Для определения ударного тока короткого замыкания в заданной точке применяется ударный коэффициент (кА):

$$k_У = \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{Ta}}\right) \quad (20)$$

$$k_У = \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}02}}\right) = 1{,}61$$

$$I_{У2} = \sqrt{2} \cdot I_{по2} \cdot k_{У2} \quad (21)$$

$$I_{У2} = \sqrt{2} \cdot 9{,}05 \cdot 1{,}61 = 20{,}61$$

На основании рассчитанных составляющих токов короткого замыкания от

каждого источника выполняется определение результирующих параметров токов КЗ с использованием следующих выражений:

$$I_{по} = I_{по1} + I_{по2} \quad (22)$$

$$I_{по} = 7{,}84 + 9{,}05 = 16{,}89 \text{ (кА)}$$

$$I_A = I_{A1} + I_{A2} \quad (23)$$

$$I_A = 0{,}71 + 1{,}05 = 1{,}76 \text{ (кА)}$$

$$I_У = I_{У1} + I_{У2} \quad (24)$$

$$I_У = 17{,}85 + 20{,}61 = 38{,}46 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс B_k — критический параметр при проверке термической стойкости электрооборудования. Он характеризует количество тепловой энергии, выделяемой током КЗ за время его протекания.

$$B_к = {I_{по}}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) \quad (25)$$

где $I_{по0}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$T_{ОВ}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей.

T_A — приведенное время действия периодической составляющей.

$$T_{ОВ} = T_{РЗ} + T_{СВ} \quad (26)$$

где $T_{РЗ}$ — время работы резервной защиты;

$T_{ОВ}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей.

T_{CB} — собственное время отключения выключателя.

Расчет теплового импульса для присоединений 110 кВ (исключая ШСВ) при времени отключения 2,5 с

$$B_{к1} = 16{,}89^2 \cdot (2{,}5 + 0{,}055 + 0{,}02) = 734{,}75 \text{ (кА²с)}$$

Расчет теплового импульса для системы шинных соединений (ШСВ) 110 кВ при времени отключения 2,0 с:

$$B_{к2} = 16{,}89^2 \cdot (2{,}0 + 0{,}055 + 0{,}02) = 591{,}94 \text{ (кА²с)}$$

Полученные результаты расчётов токов короткого замыкания сведены в таблицу 3:

Таблица 3 – Составляющие токов трехфазного КЗ

$I_{по}$ (кА)	16,89
I_A (кА)	1,76
I_V (кА)	38,46
$B_{к1}$ (кА²с)	734,75
$B_{к2}$ (кА²с)	591,94

При дальнейшем выборе выключателей будет использовано именно начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

4.2 Расчет токов однофазного КЗ

Расчет однофазного короткого замыкания осуществляется в случаях, когда одна фаза замыкается на землю или корпус оборудования. Однофазные КЗ представляют опасность для жизни и здоровья людей, поскольку существует риск попадания под высокое напряжение. Данные по однофазному КЗ требуются для выбора подходящего оборудования, защищенного от утечек на землю, и помогают обеспечить необходимые меры электрозащиты и противопожарной безопасности.

Для определения токов при однофазном КЗ требуется построить схемы замещения нулевой и обратной последовательностей, а также вычислить сопротивления всех элементов, учитываемых в расчёте.

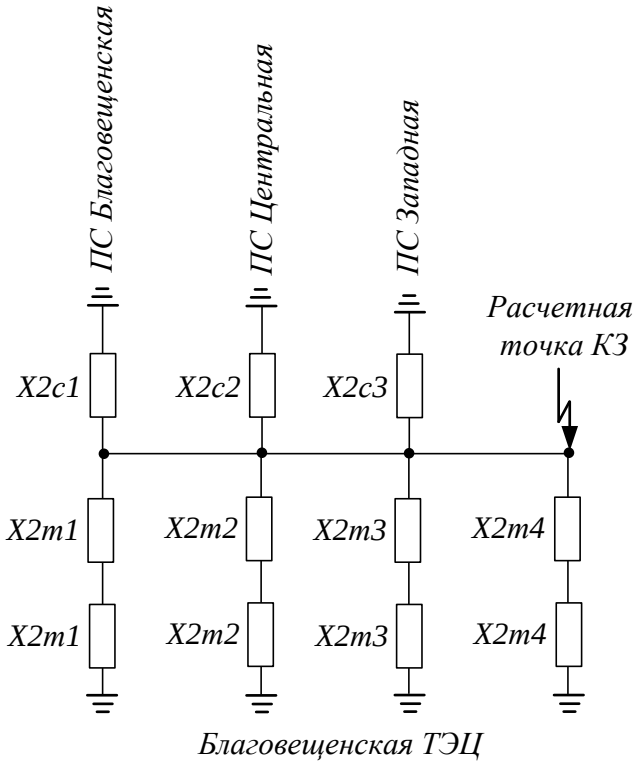


Рисунок 12 – Схема замещения обратной последовательности

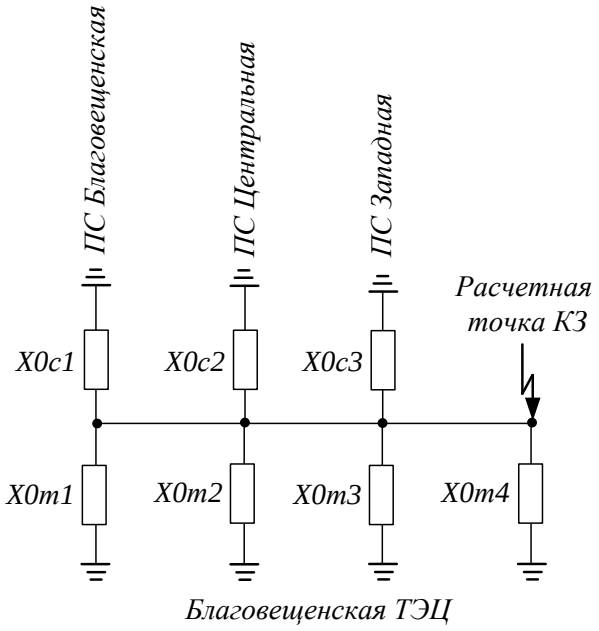


Рисунок 13 – Схема замещения нулевой последовательности

В расчётах принимаем, что сопротивления обратной последовательности элементов равны их сопротивлениям прямой последовательности. Учитывая, что параметры прямой последовательности рассчитаны ранее, применяем эти значения для последующих этапов.

Сопротивление нулевой последовательности:

$$X0_C = 2{,}5 \cdot X_C \quad (27)$$

Сопротивление нулевой последовательности со стороны ПС Западная:

$$X0_{C3} = 2{,}5 \cdot 2{,}79 = 7{,}25 \text{ (о.е)}$$

Сопротивление нулевой последовательности со стороны ПС Центральная:

$$X0_{C2} = 2{,}5 \cdot 1{,}93 = 4{,}82 \text{ (о.е)}$$

Сопротивление нулевой последовательности со стороны ПС Благовещенская:

$$X0_{C1} = 2{,}5 \cdot 1{,}48 = 3{,}7 \text{ (о.е)}$$

Расчёт сопротивлений трансформаторов нулевой последовательности

В расчёте учитываем только сопротивления трансформаторов нулевой последовательности, так как генераторы расположены за трансформаторами относительно точки короткого замыкания и их влиянием в данном случае пренебрегаем.

$$X0_m = X_m \quad (28)$$

$X0_{m1} = 1{,}31$ (о.е)

$X0_{m2} = 0{,}88$ (о.е)

$X0_{m3} = 0{,}88$ (о.е)

$X0_{m4} = 0{,}69$ (о.е)

Аналогично методике расчета прямой последовательности, выполняем раздельный расчет нулевой последовательности для двух независимых источников: энергосистем и электростанций.

Особенности расчета:

– Для энергосистемы используем схему замещения, представленную на рисунке 13;

– При расчете учитываем особенности трансформации нулевой последовательности через силовые трансформаторы.

Для электростанции расчет выполняется с учетом реальной схемы соединения обмоток генераторных трансформаторов и их режима заземления.

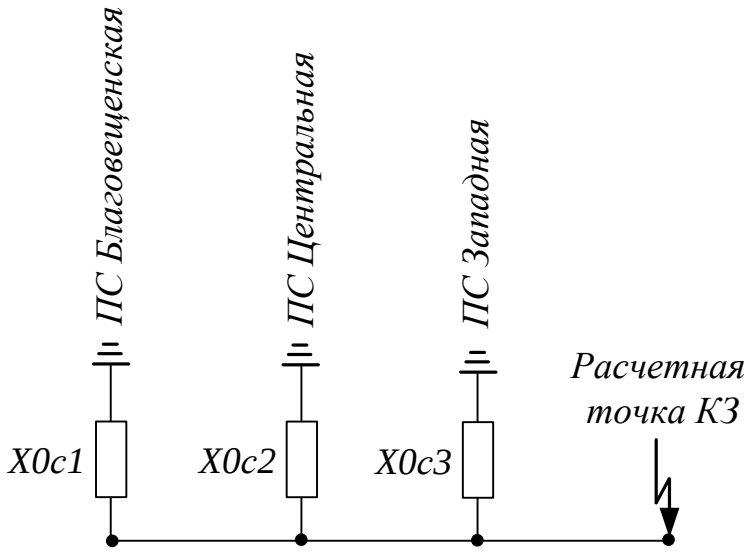


Рисунок 14 – Расчетная схема нулевой последовательности для расчетов токов КЗ от энергосистемы

Эквивалентирование и расчет результирующего сопротивления (со стороны энергосистемы):

$$X_{O12} = \frac{X0_{C1} \cdot X0_{C2}}{X0_{C1} + X0_{C2}} \quad (29)$$

$$X_{O12} = \frac{3{,}7 \cdot 4{,}82}{3{,}7 + 4{,}82} = 2{,}09 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{Орез1} = \frac{X012 \cdot X0_{C3}}{X012 + X0_{C3}} \quad (30)$$

$$X_{Орез1} = \frac{2{,}09 \cdot 7{,}25}{2{,}09 + 7{,}25} = 1{,}66 \text{ (о.е.)}$$

Проводим расчет дополнительного сопротивления со стороны энергосистемы, учитывая то, что сопротивление обратной последовательности принимается равным сопротивлению прямой последовательности. Для энергосистемы учитываются только параметры прямой и нулевой последовательностей.

$$\Delta X_1 = X_{рез1} + X0_{рез1} \quad (31)$$

$$\Delta X_1 = 0{,}64 + 1{,}66 = 2{,}3 \text{ (о.е.)}$$

Расчет начального значения периодической составляющей тока однофазного КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ

$$I^1{}_{по1} = 3 \cdot \frac{E_c}{(X_{рез1} + \Delta X_1)} \cdot I_{Б110} \quad (32)$$

где E_C – ЭДС энергосистемы принимается равной 1 (о.е.)

$$I^{1}{}_{по1} = 3 \cdot \frac{1}{(0{,}64+2{,}3)} \cdot 5{,}02 = 6{,}12 \text{ (кА)}$$

Расчет токов однофазного КЗ от второго источника – электростанции

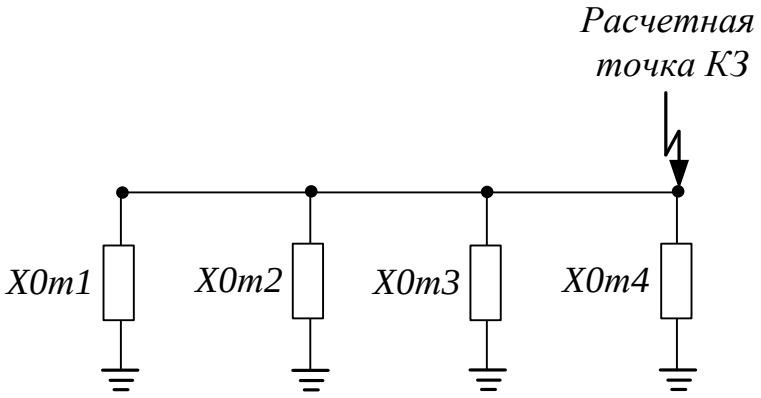


Рисунок 15 – Схема замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ от второго источника

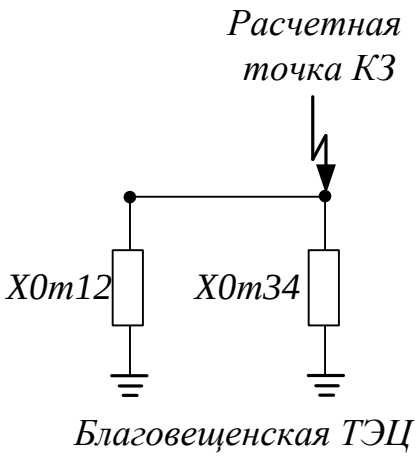


Рисунок 16 – Первое преобразование схемы замещения

$$X_{Om}12 = \frac{X0_{m1} \cdot X0_{m2}}{X0_{m1}+X0_{m2}} \quad (33)$$

$$X_{Om}12 = \frac{1{,}31 \cdot 0{,}88}{1{,}31+0{,}88} = 0{,}53 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{Om}34 = \frac{X0_{m3} \cdot X0_{m4}}{X0_{m3} + X0_{m4}} \quad (34)$$

$$X_{Om}34 = \frac{0{,}69 \cdot 0{,}88}{0{,}69 + 0{,}88} = 0{,}39 \text{ (о.е.)}$$

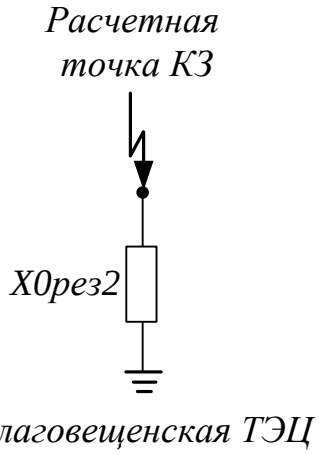


Рисунок 17 – Второе преобразование схемы замещения

$$X_{Орез2} = \frac{X0_m12 \cdot X0_m34}{X0_m12 + X0_m34} \quad (35)$$

$$X_{Орез2} = \frac{0{,}53 \cdot 0{,}39}{0{,}53 + 0{,}39} = 0{,}22 \text{ (о.е.)}$$

Расчет дополнительного сопротивления со стороны электростанции учитывая то, что сопротивление обратной последовательности принимается равным сопротивлению прямой последовательности.

$$\Delta X_2 = X_{рез2} + X0_{рез2} \quad (36)$$

$$\Delta X_2 = 0{,}61 + 0{,}22 = 0{,}83 \text{ (о.е.)}$$

Расчет начального значения периодической составляющей однофазного тока КЗ на шинах 110 кВ от электростанции

$$I^1_{по2} = 3 \cdot \frac{E_г}{(0{,}61+0{,}83)} \cdot I_{Б110} \quad (37)$$

$$I^1_{по2} = 3 \cdot \frac{1{,}1}{(0{,}61+0{,}83)} \cdot 5{,}02 = 13{,}45 \text{ (кА)}$$

В процессе расчетов были определены составляющие тока однофазного короткого замыкания от разных источников. Затем выполняется расчет суммарных параметров токов однофазного КЗ с использованием приведенных формул:

$$I^1_{по} = I^1_{по1} + I^1_{по2} \quad (38)$$

$$I^1_{по} = 6{,}12 + 13{,}45 = 19{,}57 \text{ (кА)}$$

Согласно расчетам, величина токов однофазного КЗ значительно выше, чем при трехфазном замыкании. Полученные результаты будут учтены в дальнейших расчетах.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ОРУ

В процессе проектирования электрической части станции производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

– высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;

– измерительных трансформаторов тока и напряжения;

– сборных шин на всех напряжениях;

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

– силовых кабелей;

– устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами.

Для определения максимальных рабочих токов РУ 110 кВ можно использовать следующую формулу [6]:

$$I_{макс.раб} = \frac{S_н}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (39)$$

где $S_н$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{макс.раб} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 627{,}55 \text{ А},$$

5.1 Выбор выключателей

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем модернизированные элегазовые выключатели ВГБЭ-110 У1. Выключатели данной серии предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Тип привода – пневматический.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 110 кВ на отходящих линиях представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТЭ-110 У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 2000\ A$	$I_{max1} = 605\ A$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40$ кА	$I_{п\,0} = 19{,}57$кА	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 102$ кА	$i_{у} = 38{,}46$ кА	$i_{у} < i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40$кА	$I_{п\,0} = 19{,}57$кА	$I_{п0} < I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв.} = 102$ кА	$i_{у} = 38{,}46$ кА	$i_{пр.скв.} \geq i_{у}$
$I_{вклном} = 40$ кА	$I_{п\,0} = 19{,}57$кА	$I_{п0} < I_{вклном}$
$i_{aНОМ} = 19{,}67$ кА	$i_{at} = 1{,}76$ кА	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$
$В_{Кном} = 4200$ КА^{2}с	$В_{к} = 591{,}94$ КА^{2}с	$В_{к} < В_{Кном}$

Для установки в ОРУ 110 кВ, ШСВ, ОВ, а также вводные выключатели 110 выбираем модернизированные элегазовые выключатели ВГТЭ-110 У1. Сравнение каталожных и расчетных данных сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТЭ-110 У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 3150\ A$	$I_{max1} = 605\ A$	$I_{max} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
$I_{\text{отклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п}\,0} = 19{,}57$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102$ кА	$i_{\text{у}} = 38{,}46$ кА	$i_{\text{у}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40$кА	$I_{\text{п}\,0} = 19{,}57$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102$ кА	$i_{\text{у}} = 38{,}46$ кА	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{у}}$
$I_{\text{вклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п}\,0} = 19{,}57$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{aHOM} = 19{,}67$ кА	$i_{at} = 1{,}76$ кА	$i_{at} \leq i_{aHOM}$
$\text{В}_{\text{Кном}} = 4200$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} = 734{,}75$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} < \text{В}_{\text{Кном}}$

Для ячейки РТСН выключатель 110 кВ, выбираем модернизированный элегазовый выключатель ВГБЭ-110 У1.

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТЭ-110 У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500\ A$	$I_{max1} = 605\ A$	$I_{max} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п}\,0} = 19{,}57$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102$ кА	$i_{\text{у}} = 38{,}46$ кА	$i_{\text{у}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40$кА	$I_{\text{п}\,0} = 19{,}57$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102$ кА	$i_{\text{у}} = 38{,}46$ кА	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{у}}$
$I_{\text{вклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п}\,0} = 19{,}57$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{aHOM} = 19{,}67$ кА	$i_{at} = 1{,}76$ кА	$i_{at} \leq i_{aHOM}$
$\text{В}_{\text{Кном}} = 4200$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} = 734{,}75$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} < \text{В}_{\text{Кном}}$

5.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Применяется с электромагнитным приводом.

На стороне 110 кВ для отходящих линий выбираем мудольные разъединители нового поколения с мониторингом состояния РЛК.1-110/2000 У1 и РЛК.2-110/2000 У1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблицах 7,8,9.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_Н = 110$ кВ	$U_Р = 110$ кВ	$U_Р \leq U_Н$
$I_Н = 2000$ А	$I_Р = 611{,}22$А	$I_Р \leq I_Н$
$I_{дин} = 90$ кА	$i_{уд} = 38{,}46$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_Т \cdot t_Т = 4600$ кА^{2}с	$B_К = 591{,}94$ кА^{2}с	$B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$
Заземляющие ножи		
$I^2_Т \cdot t_Т = 1400$кА^{2}с	$B_К = 591{,}94$ кА^{2}с	$B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$

Для установки в ОРУ 110 кВ, ШСВ, ОВ 110 выбираем разъединители нового поколения РЛК.1-110/2000 У1 и РЛК.2-110/2000 У1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. У данных разъединителей базовый ручной привод ПРН-110

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_Н = 110$ кВ	$U_Р = 110$ кВ	$U_Р \leq U_Н$
$I_Н = 2500$ А	$I_Р = 627{,}55$ А	$I_Р \leq I_Н$
$I_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 38{,}46$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_Т \cdot t_Т = 4800$ кА^{2}с	$B_К = 591{,}94$ кА^{2}с	$B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$
Заземляющие ножи		
$I^2_Т \cdot t_Т = 1600$кА^{2}с	$B_К = 591{,}94$ кА^{2}с	$B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$

На РТСН выбираем разъединители РЛК.1-110/2000 У1 и РЛК.2-110/2000 У1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_Н = 110$ кВ	$U_Р = 110$ кВ	$U_Р \leq U_Н$
$I_Н = 1000$ А	$I_Р = 599{,}2$ А	$I_Р \leq I_Н$
$I_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 38{,}46$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_Т \cdot t_Т = 4400$ кА^{2}с	$B_К = 591{,}94$ кА^{2}с	$B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$
Заземляющие ножи		
$I^2_Т \cdot t_Т = 1200$кА^{2}с	$B_К = 591{,}94$ кА^{2}с	$B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока выбирается для преобразования больших первичных токов в малые измеряемые величины, необходимые для измерения, защиты и учета электроэнергии, а также для обеспечения гальванической развязки между первичной цепью и приборами измерения и защиты.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки (Рисунок 13):

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (40)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2.$$

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

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_К \quad (41)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм^2 для меди и 4 мм^2 для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой

соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{ПРОВ}=R_{ПРОВ}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 10.

В настоящее время, следуя актуальным направлениям цифровой трансформации, традиционные аналоговые устройства, подключавшиеся к трансформаторам тока, сменяются интеллектуальными многоцелевыми устройствами с возможностью передачи данных в автоматизированные системы диспетчерского управления. Подобные устройства объединяют функциональность приборов для измерения тока, мощности, напряжения, а также счётчики активной и реактивной энергии. Исходя из этого, предлагается устанавливать для каждого трансформатора тока прибор марки CE303-R33 производства компании «ЭКРА», обладающий выходной мощностью 30 ВА на одну фазу, и дополнительно предусмотреть резерв с помощью двух устройств CE303-R33. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр.

Таблица 10 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Суммарная мощность, ВА
Амперметр	CE303-R33	30

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ТОП 110

Прибор	Тип	Нагрузка одной фазы, ВА
Амперметр	CE303-R33	10

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \Sigma(Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}) \quad (42)$$

$$Z_2 = r_{\ 2} = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}\ , \quad (43)$$

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}\ , \quad (44)$$

где $r_{ПР}$ – сопротивление проводов;

$r_{2НОМ}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{ПРИБ}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (45)$$

$$r_{ПРИБ} = \frac{32,5}{5^2} = 1,3 Ом ,$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_К$ = 0,05 Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$r_{ПР}$ = 20 –1,3 – 0,05 = 18,65 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (46)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

ρ = 0,0175 – удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 мм^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_Н$, кВ	L , м
220	100 – 150
110	75 – 100
10	6 – 10

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм^2 КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{S_{пр}} \ , \tag{47}$$

$$r_{пр} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \ Ом$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\ 2} = 1,3 + 0,7 + 0,05 = 2,05 Ом \ .$$

На стороне ВН выбираем гибридный трансформатор тока последнего поколения с беспроводной передачей данных ТОП- 110У1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОП-110У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \leq U_н$
$I_{ном}$ = 1000 А	$I_{раб.max}$ = 627,55 А	$I_{раб.max} \leq I_н$
$Z_{2н}$ = 0,8 Ом (для класса точности 0,2S)	Z_2 = 0,7 Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв}$ = 79 кА	$I_{уд}$ = 38,46 кА	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном}$ = 31,5^2·3 =2977 кА^2·с	$B_к$ = 591,94 кА^2·с	$B_{Кном} > B_к$

Также проведем расчет для трансформатора тока на отходящих линиях.

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОП-110У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{ном}$ = 15000 А	$I_{раб.max}$ = 627,55 А	$I_{раб.max} \leq I_{н}$
$Z_{2н}$ = 0,8 Ом (для класса точности 0,2S)	Z_2 = 0,7 Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв}$ = 89 кА	$I_{уд}$ = 38,46 кА	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном}$ = $31{,}5^2 \cdot 3$ =3019 $кА^2 \cdot с$	$B_к$ = 591,94 $кА^2 \cdot с$	$B_{Кном} > B_к$

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

– по напряжению установки;

– по конструкции и схеме соединения;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (48)$$

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

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\,расч}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение

вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения с встроенной диагностикой и поддержкой Smart Grid НДЕ – 110 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{обм}$, ВА	Cos(φ)	Sin(φ)	Число приборов	$k_У$, Вт	$Q_{приб}$, вар
Вольтметр	Э-335	2	1	0	2	2	–
Ваттметр	Д-355	1,5	1	0	2	6	–
Варметр	Д-355	1,5	1	0	2	3	–
Датчик активный	Е-829	10	1	0	2	10	–
Датчик реактивный	Е-830	10	1	0	2	10	–
Счетчик активный	И-680	2 Вт	0,38	0,925	2	4	9,7
Ваттметр регистр.	Н-348	10	1	0	1	20	–
Вольтметр регистр.	Н-344	10	1	0	1	10	–
Частотомер	ЦЧ0205	2	–	–	2	6	–
Итого						78	9,7

Класс точности для приборов на электрических станциях равен 0,2.

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (49)$$

$$S_P = \sqrt{78^2 + 56^2} = 90\text{ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблицах 16, 17, 18.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НДЕ – 110 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ}$ = 110 кВ	$U_Н$ = 110 кВ	$U_{НТ} \geq U_Н$
$S_Н$ = 250 ВА (для класса точности 0,2S)	$S_Р$ = 90 ВА	$S_Н \geq S_Р$

5.5 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Для предотвращения излишних нагрузок на распределительные устройства используются устройства ограничения перенапряжений (ОПН). Они специально предназначены для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, вызванных грозами или переключениями.

Наибольшее рабочее напряжение на подстанционных шинах с напряжением 110 кВ составляет 126 кВ.

Таким образом, мы можем рассчитать фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (50)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72{,}74\text{ кВ}$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$Э = \left(\frac{Uнп - U_{ост}}{Zв}\right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T, \quad (51)$$

где $U_{нп}$ – величина неограниченных перенапряжений на линии;

$U_{ост}$ – остаточное напряжение на ОПН;

$Z_в$ – волновое сопротивление линии, Ом;

T – время распространения волны.

$$U = \frac{U_к}{1 + k \cdot L \cdot U_0}, \quad (52)$$

где $U_к$ – напряжение волны перенапряжения;

k – коэффициент полярности;

L – длинна защищённого подхода определяется из ПУЭ, принимаем равной 3 км.

$$U = \frac{260}{1 + 0{,}2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 225 \text{ кВ},$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (53)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0{,}91 \cdot 300000} = 11 \text{мкс},$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$Э = \left(\frac{225-180}{415}\right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 429 \text{кДж},$$

Определяем удельную энергоёмкость ОПН:

$$Э' = \frac{Э}{U_{ном}}, \quad (54)$$

$$Э' = \frac{429}{110} = 3{,}9 \text{ кДж/кВ},$$

$$U_{ки} = 1{,}41 \cdot 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot U_{исп50},$$

где – $U_{исп50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимается равным 200 кВ [5].

$$U_{ки} = 1{,}41 \cdot 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot 200 = 342{,}63 \text{ кВ},$$

$$190 \le 342{,}63/(1{,}2) \text{ кВ},$$

$$190 \le 285{,}5 \text{ кВ},$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к})/U_{доп} > (0{,}15 - 0{,}25), \quad (55)$$

где $U_{доп}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$$A_{вн} = (295 - 190)/295 > 0{,}25,$$

$$A_{вн} = 0,36 > 0,25,$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25), \quad (56)$$

$$A_{гр} = (295 - 190) / 295 > 0,25,$$

$$A_{гр} = 0,36 > 0,25,$$

Выбираем ОПН-110/77-10/650 последнего поколения и с поддержкой совместимости с системами мониторинга. Данные ограничители перенапряжений принимаем на все требующие присоединения трансформаторов. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_Н$ = 110 кВ	$U_Р$ = 110 кВ	$U_Р \leq U_Н$
Наибольшее рабочее напряжение Uнр=77 кВ	$U_{нр}$ =72,74 кВ	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$
Э'= 7 кДж/кВ	Э'$_{расч}$=3,9 кДж/кВ	Э'$_{расч} \leq$ Э'

5.6 Проверка гибких шин на ОРУ 110

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами, АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном

механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверятся гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605$ А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА

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

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \le 0,9E_0, \qquad (55)$$

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

$$E_o = 30,3m(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}}), \qquad (56)$$

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

r_o – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot lg\frac{D_{cp}}{r_o}}, \qquad (57)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}) = 34,2 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot lg\frac{500}{0,7}} = 19,49 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию

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

$$1,07 \cdot 19,49 \le 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \le 30,8$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.7 Выбор опорных изоляторов для гибких шин

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [3]:

$$U_{уст} \le U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (58)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные модернизированные изоляторы ОСК 16-110-46-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250$ Н;

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (59)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{38460^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 704,5 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}}, \quad (60)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100/2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 950 \text{ Н} \le F_{доп} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, модернизированные ОСК проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ 110 КВ

6.1 Выбор и проверка заземления РУ 110 кВ

Выбор заземления приведен на напряжения 110 кВ. Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [15]. Так как РУ БТЭЦ не нуждается в выборе заземления, проверим существующее.

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Реальные размеры РУ БТЭЦ:

А=67 м,

В= 43 м,

Площадь, которая используется под заземлитель РУ размером a x b.

$$S = (a + 2 \cdot 1{,}5) \cdot (b + 2 \cdot 1{,}5), \quad (61)$$

$$S = (67 + 2 \cdot 1{,}5) \cdot (43 + 2 \cdot 1{,}5) = 4214\ м^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение F = 95 мм2).

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм2.

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_г = (a + 3) \cdot \frac{b+3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a+3}{k}, \quad (62)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_г = (95 + 3) \cdot \frac{40+3}{7} + (40 + 3) \cdot \frac{95+3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{г.у} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (63)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_г}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (64)$$

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{г.у} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_в = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (65)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_в = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_э \cdot (\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{г.у}+n \cdot l_в}), \quad (66)$$

где $\rho_э$ – эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ),согласно [15], принимается равным 60 *Ом · м*.

A – вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$R = 60 \cdot (\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298+37 \cdot 6}) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_э+320) \cdot (I_m+45)}}, \quad (68)$$

где Im – амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195+320) \cdot (60+45)}} = 1,25,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_и = \alpha_и \cdot R, \quad (69)$$

$$R_и = 1,25 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом},$$

$$0.48 \leq 0.5 \text{ } Ом,$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

6.2 Расчет и проверка молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой h=30 метров. Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб. Самым высоким объектом на подстанции являются линейные порталы, их высота составляет 22 м. Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

Количество молниеотводов составляет 6 шт. Высота молниотвод составляет 27 м.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (70)$$

$$h_{эф} = 0{,}85 \cdot 27 = 22{,}95 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (71)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 20{,}18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (72)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, линейные порталы 22 метра.

$$r_x = 20{,}18 \cdot \left(1 - \frac{22}{22{,}95}\right) = 19{,}3 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \le L_{m-m} \le 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (73)$$

$$h_c = 27 - \frac{38}{7} = 21{,}6 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (74)$$

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{13{,}57-11}{13{,}57} = 3{,}82 \text{ м},$$

Рассмотрен расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

Найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15{,}42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{27-22}{27} = 3{,}7 \text{ м},$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 18.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (92):

$$h_{эф} = 0{,}85 \cdot 27 = 22{,}95 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 28{,}2 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле:

$$r_x = 20{,}18 \cdot \left(1 - \frac{22}{20{,}18}\right) = 9{,}18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу:

$$h_c = 27 - \frac{38}{7} = 23{,}2 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{23{,}2-22}{23{,}2} = 3{,}5 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15{,}42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{15{,}42-11}{15{,}42} = 5{,}8 \text{ м},$$

Таблица 18 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	$h_{эф}$(м)	h_c(м)	r_0(м)	r_x(м)	r_{cx}(м)
1-2	38	27	16.5	23.57	20.18	9.18	3.82
1-3	25	27	16.5	23,42	20.18	9.18	5,8
3-4	38	27	16.5	24.57	20.18	9.18	3.82
2-4	35	27	16.5	22,42	20.18	9.18	5,8
4-6	38	27	16.5	23.57	20.18	9.18	4.82
3-5	35	27	16.5	21,42	20.18	9.18	4,8

7 ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Дифференциальная защита шин

Защита шин от токов КЗ реализуется посредством шкафа ШЭ 2607 061, который выполнен с использованием одного терминала БЭ 2704V562, обеспечивающего защиту трех фаз сборных шин.

Защита выполнена пофазной и содержит реле ДЗШ, действующее при всех видах КЗ на шинах. Реле ДЗШ через промежуточные трансформаторы тока подключено к основным трансформаторам тока всех присоединений защищаемых шин. При срабатывании ДЗШ сигналы отключения действуют на выходные реле, формирующие команды отключения выключателей. Для всех присоединений есть возможность их вывода, например при выводе присоединения в ремонт, при этом программно отключаются выходные цепи.

Также в шкафу предусмотрены логические цепи запрета АПВ в режимах после неуспешного АПВ, неполнофазного отказа выключателя, при отключении от УРОВ, а также оперативный запрет АПВ при срабатывании ДЗШ. Для определения данных режимов в схеме шкафа предусмотрены органы контроля напряжения, а также логика запрета АПВ. На выходе схемы запрета АПВ подключаются реле, которые обеспечивают запрет АПВ всех присоединений, а также реле, которые обеспечивают избирательный запрет АПВ.

Принцип действия формирователя дифференциального и тормозного сигналов показан на рисунке 18:

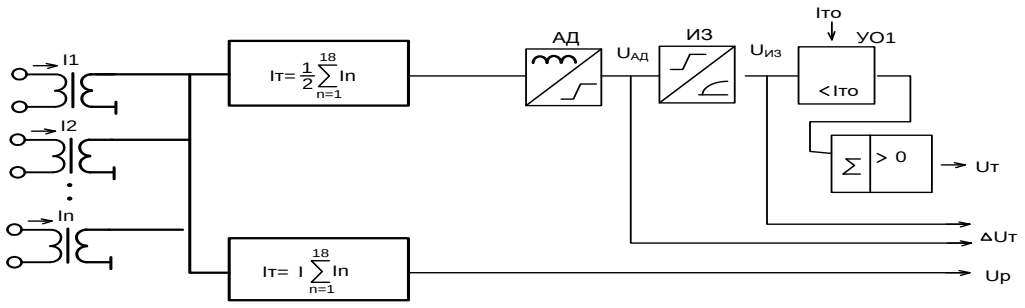


Рисунок 18 – Принцип действия формирователя рабочих и тормозных сигналов

Реле ДЗШ состоит из нескольких узлов:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов;
- быстродействующего органа;
- медленнодействующего органа;
- дифференциально-фазного органа.

Дифференциальный ток id формируется как модуль геометрической суммы всех токов, поступающих на вход реле ДЗШ. Тормозной ток iT определяется как полу сумма модулей всех токов, поступающих на вход реле ДЗШ. Тормозной ток iT с помощью амплитудного детектора АД превращается в пульсирующий тормозной сигнал UАД, среднее значение которого мгновенно увеличивается и запоминается при увеличении iT. В реле ДЗШ с помощью интегрирующего звена ИЗ и усилителей-ограничителей УО1, УО2 формируются тормозные сигналы:

- UT для торможения быстродействующего и медленнодействующего органов;
- ΔUT (приращение тормозного сигнала) для блокировки быстродействующего органа при внешних КЗ.

При возникновении КЗ сигнал UАД нарастает скачком (за 5…10 мс), при этом выходной сигнал интегрирующего звена ИЗ, имеющего постоянную времени около 100…200 мс, нарастает значительно медленнее. Поэтому в первый момент после КЗ возникает сигнал ΔUT = UИЗ - UАД. На вход усилителя- ограничителя УО2 поступают сигнал UАД и компенсирующий его сигнал UОГР. Значение UОГР до и сразу после КЗ пропорционально сквозному току нагрузочного режима шин, но оно не может превышать предельного значения, задаваемого уставкой длины горизонтального участка тормозной характеристики IT0.

Так как в нагрузочном режиме сквозной ток редко меняется большими скачками, сигнал ΔUT скомпенсирован и не вызывает заметного загрубления защиты. При возникновении КЗ в зоне сигнал ΔUT также скомпенсирован, но

при правильном выборе коэффициента торможения чувствительность и быстродействие защиты сохраняются при различных кратностях КЗ и не зависят от предшествующего режима нагрузки.

Структурная схема быстродействующего органа ДЗШ приведена на рисунке 19:

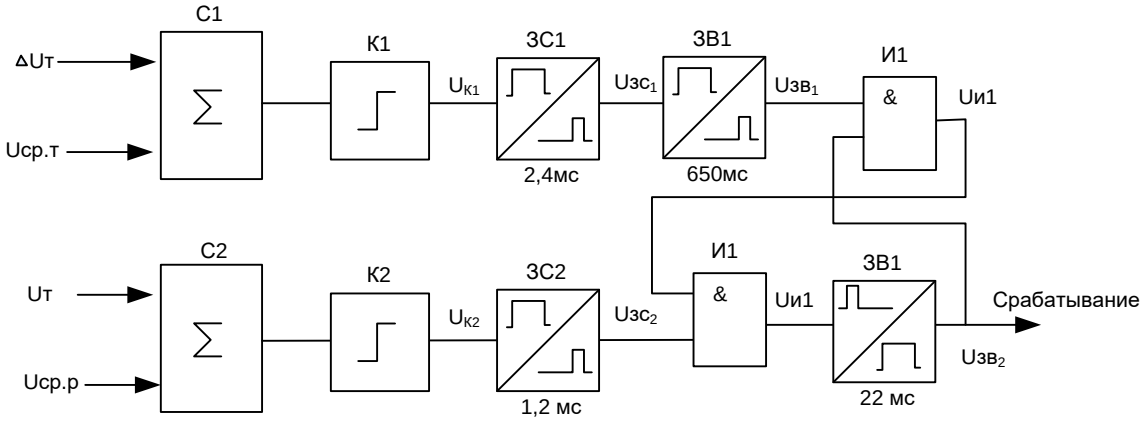


Рисунок 19 – Принцип действия быстродействующего органа.

С1, С2 – сумматоры, К1, К2 – компараторы, ЗС1, ЗС2 – задержки сигнала, И1, И2 - элементы запрета

Рабочий сигнал U_P сравнивается с суммой постоянного порога $U_{СР.Р.}$ и тормозного сигнала U_T с помощью компаратора К2, который формирует импульс $U_{К2}$. Как видно из диаграмм, при внешнем КЗ рабочий сигнал U_P появляется позже, чем тормозной UT + $U_{СР.Р.}$, а при КЗ в зоне они появляются почти одновременно. Приращение тормозного сигнала ΔU_T сравнивается с постоянным порогом $U_{СР.Т.}$, величина которого пропорциональна уставке по начальному току срабатывания Id0. Если $\Delta U_T > U_{СР.Т.}$, формируется импульс $U_{К1}$.

При внешнем КЗ первым появляется импульс $U_{К1}$, а импульс $U_{К2}$ - с задержкой на 3…5 мс. Через 2,4 мс после появления сигнала $UК_1$ единичный импульс появляется на прямом входе элемента запрет И1. На запрещающем входе И1 сигнал равен нулю, поэтому на запрещающий вход элемента И2 подается единица. Импульс $U_{К2}$ после задержки (ЗС2) на 1,2 мс проходит на прямой вход элемента И2. Длительность импульса запрета, определяемая

суммой длительности импульса $U_{К1}$ и задержки на возврат ЗВ1, перекрывает время снижения тока небаланса, при котором исчезают импульсы $U_{К2}$.

При КЗ в зоне защиты импульсы $U_{К1}$, $U_{К2}$ появляются почти одновременно. Из-за того, что задержка ЗС1 больше, чем ЗС2, сигнал на выходе ЗС2 появляется раньше, чем на выходе ЗС1. Это приводит к появлению сигнала на выходе И2. Элемент задержки на возврат ЗВ2 запоминает этот сигнал на время, большее периода промышленной частоты, превращая его в непрерывный сигнал срабатывания быстродействующего органа. Одновременно появляется сигнал на запрещающем входе И1, что делает невозможным блокировку И2 до исчезновения импульсов на выходе К2.

Принцип действия медленнодействующего органа показан на рисунке 20:

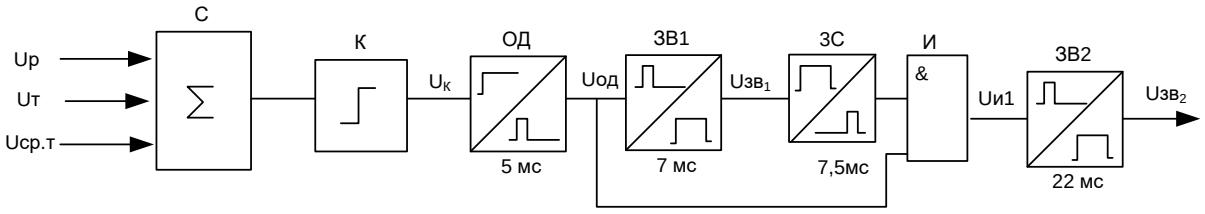


Рисунок 20 - Принцип действия медленнодействующего органа

С – сумматор; К – компаратор; ОД – ограничитель длительности логического канала; ЗВ1, ЗВ2 – элементы задержки на возврат; ЗС – элемент задержки на срабатывание; И – схема «И»

На прямой вход сумматора С поступает рабочий сигнал $U_Р$, на инвертирующие входы - постоянный опорный сигнал $U_{СР.Р.}$, пропорциональный уставке по начальному току срабатывания I_{d0}, и тормозной сигнал $U_Т$. На выходе компаратора К появляется сигнал при условии $U_Р > U_Т + U_{СР.Р.}$

При внешнем КЗ импульсы $U_К$ обусловлены переходным током небаланса, который вызван насыщением сердечника высоковольтного ТТ, происходящим 1 раз за период. Таким образом, при внешнем КЗ импульсы $U_К$ следуют с интервалом, близким к периоду промышленной частоты. Ширина импульсов может изменяться в пределах от долей миллисекунды до 10…15 мс.

Длительность сигнала на выходе ограничителя длительности ОД не превышает 5 мс. Импульсы $U_{ОД}$ поступают на вход элемента задержки на возврат ЗВ1. Длительность импульсов на выходе ЗВ1:

$$t_{зв1} \leq t_{0Д} + t_{зв1} = 12мс. \quad (75)$$

При КЗ в зоне действия защиты импульсы $U_К$, начиная со второго следуют с интервалом около половины периода промышленной частоты. Если их ширина не меньше 3 мс, то $U_{ЗВ1}$ и $U_{ЗС}$ представляют собой непрерывные сигналы, причем $U_{ЗС}$ появляется через 7,5 мс. Только второй импульс, появившийся на выходе ОД, вызывает переключение элемента И. В зависимости от фазы К сигнал на выходе элемента И появляется через 7,5…12 мс после начала КЗ. Элемент задержки на возврат ЗВ2 запоминает сигнал на выходе элемента И на время, большее периода промышленной частоты, превращая его в непрерывный сигнал срабатывания медленнодействующего органа.

В случае наличия большой апериодической составляющей в токе КЗ в зоне действия защиты, в первые несколько периодов интервал между импульсами может увеличиться из-за не симметрии тока КЗ. Это приведет к блокированию медленнодействующего органа на это время. Однако быстродействующий орган при этом работает без замедления, быстродействие ДЗШ остается высоким.
Дифференциально-фазный орган является дополнительным фактором, определяющим место нахождения КЗ: в зоне действия защиты (на шинах) или вне ее.

Диаграммы, иллюстрирующие работу дифференциально-фазного органа приведены на рисунке 21:

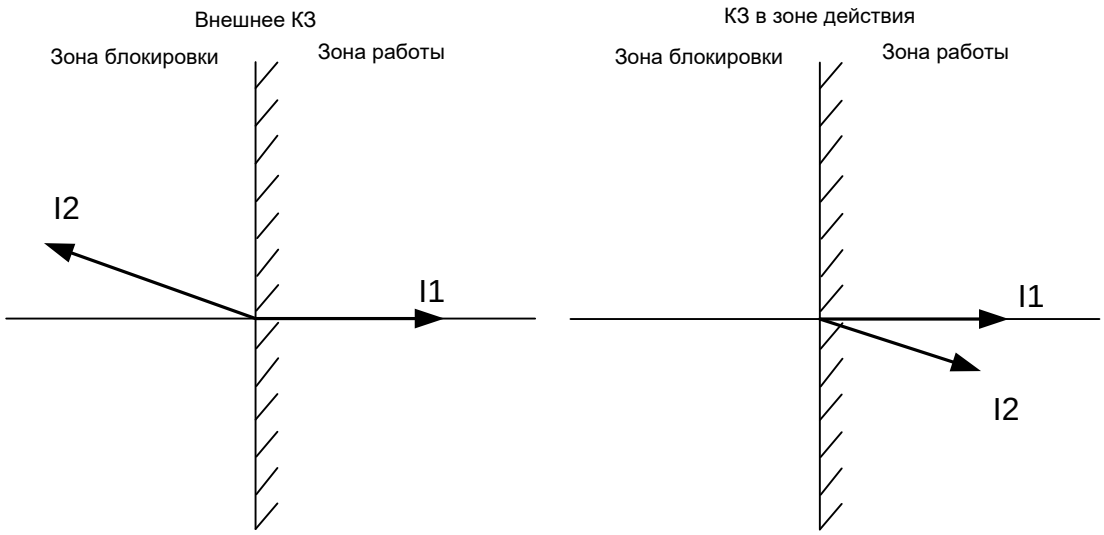


Рисунок 21 – Диаграммы работы дифференциально-фазного органа

Определение зоны КЗ осуществляется по углу сдвига фаз между векторами токов I1 и I2, сформированных из токов присоединений. При КЗ на шинах этот угол между векторами токов I1 и I2 близок к нулю. При внешних КЗ угол между векторами токов I1 и I2 может составлять величину до 180 °. Если ток I2 имеет величину меньше 2,5IНОМ., дифференциально-фазный блокирующий орган выводится из работы (не блокирует работу быстродействующего или медленнодействующего органов).

Расчет уставок для шкафа ведется в о.е. от базисного тока, который принимается в зависимости от вторичного тока ТТ. Начальный ток срабатывания (IД0) выбирается, по максимальным и равным:

$$I_{Д0} = 1{,}5 \cdot I_{баз}; \quad (76)$$

где :

$I_{баз} = 1\,А$ – базисный ток в нашем случае, при $I_2 = 5\,А$.

$I_{Д0} = 1{,}5 \cdot 1 = 1{,}5А.$

Принимаем $I_{ДО} = 1,2$

При этом обеспечивается отстройка ДЗШ от обрыва цепей тока. В случае, если чувствительность недостаточна, устанавливается значение IД0, меньше

номинального тока от 0,4IБАЗ. и выше. Если вероятность обрыва цепей тока незначительна, эксплуатирующее предприятие может самостоятельно принять решение об установке минимальной уставки.

Защита обеспечивает селективность на максимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения при условии обеспечения токовой погрешности высоковольтных ТТ не более 30 % при токах до $40I_{НОМ.}$, что должно быть проверено расчетом нагрузок на высоковольтных трансформаторах тока.

Рассчитаем уставки срабатывания защиты в соответствии с /24/. Длина начального участка характеристики срабатывания должна быть не более тормозного тока, соответствующего максимальному нагрузочному режиму шин с учетом допустимой перегрузки (максимальной мощности или сквозному току $I_{СКВ.МАХ}$ через шины с учетом возможной перегрузки):

$$I_{ТО} \leq К_{зап} \cdot \frac{I_{скв.макс}}{I_{баз}}; \quad (77)$$

где:

$К_{зап} = 1{,}1 - 1{,}5$- коэффициент запаса;

$\boldsymbol{I_{скв.макс}}$ - максимальный сквозной ток шин.

$$I_{ТО} \leq 1{,}2 \cdot \frac{8}{1{,}001} = 9{,}5 \text{о.е.}$$

Принимаем $I_{ТО} = 2$, т.к. диапазон уставки 0,2…2,0 о.е.

Выбор уставок реле контроля исправностей цепей переменного тока осуществляется с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите -3 %. Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима:

$$I_{\text{ср}} = \text{К}_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб}}}{\text{К}_{\text{ТА}}}; \quad (78)$$

где:

$\text{К}_{\text{отс}} = 1{,}2$- коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб}} \approx 1{,}1 \cdot I_{\text{нагр.макс}}$- первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения к шинам;

$$I_{\text{нб}} \approx 1{,}1 \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 1{,}1 \cdot 870 = 957\text{А};$$

$$I_{\text{ср}} = 1{,}2 \cdot \frac{957}{500} = 2{,}29.$$

Принимаем

$I_{\text{ср}} = 2{,}3$

Уставка реле максимального напряжения выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации такая отстройка обеспечивается при условии:

$$U_{\text{сзмакс}} = \frac{1{,}2 \cdot U_{\text{ном}}}{\text{К}_{\text{отс}} \cdot \text{К}_{\text{в}}}; \quad (79)$$

где:

$K_{отс} = 1{,}2$ - коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0{,}9$ - коэффициент выбора;

$$U_{сзмах} = \frac{1{,}2 \cdot 220 \cdot 10^3}{1{,}2 \cdot 0{,}9 \cdot 1000} = 244.4 \text{ В}.$$

Принимаем:

$U_{сзмакс} = 250 \text{В}$

Уставка реле минимального междуфазного напряжения выбирается из условия срабатывания реле в режиме отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{срмин}} = 0{,}06 \cdot U_{\text{ном}}; \quad (80)$$

$$U_{\text{срмин}} = 0{,}06 \cdot \frac{220 \cdot 10^3}{5000} = 26{,}4\text{В}.$$

Принимаем

$U_{срмин} = 26\text{В}$

В терминале защиты шин предусмотрены отдельные дискретные входы для приема сигналов на отключение и на запрет АПВ. Запрет АПВ от ДЗШ осуществляется в следующих случаях:

- при неуспешном АПВ шин;

-при неполнофазном отказе выключателя одного из питающих присоединений;

- при отключении от УРОВ выключателя любого присоединения;

- оперативный запрет АПВ при срабатывании ДЗШ.

Неуспешное АПВ шин фиксируется на выходе логического элемента И63 по факту совпадения сигналов срабатывания ДЗШ и сдвинутого во времени с помощью выдержек В8, В9 сигнала о первом срабатывании ДЗШ.

Неполнофазный отказ выключателя одного из питающих присоединений после ликвидации КЗ на шинах фиксируется на выходе В10. Сигнал на выходе И64 появляется при совпадении на его входах задержанного сигнала о срабатывании ДЗШ с выхода В9, а также сигнала РН U_{2MAX}. Выдержка времени В10 необходима для отстройки от разновременности отключения фаз выключателя.

Запрет АПВ от УРОВ производится при приеме сигнала срабатывания от индивидуального УРОВ любого из присоединений через дискретный вход "Запрет АПВ от УРОВ". При срабатывании какого-либо из контактов УРОВ происходит срабатывание всех выходных реле, подключенных к шинам. Обеспечена светодиодная сигнализация отключения ДЗШ от УРОВ "Отключение от УРОВ". Через логическую схему запрета АПВ возможно действие на выходное реле Х12-К12 терминала, контактами которого через внешние реле осуществляется запрет АПВ всех присоединений, либо на реле Х12-К13, контактами которого через внешние реле осуществляется избирательный запрет АПВ. Выбор нужного режима производится внешним

переключателем через дискретные входы блока входов.

Уставки по выдержкам времени:

- уставка по времени срабатывания контроля обрыва цепей тока (В1). выбирается по условиям отстройки от качаний; т.к. нет корректных данных о качаниях системы, то примем типичную уставку: 10с.

- уставка по выдержке времени подхвата срабатывания выходных цепей, выбирается из условия обеспечения надежного отключения выключателей и пуска УРОВ. Типичная уставка - 0,3 с.

- уставка по выдержке времени неисправности цепей напряжения (В3) Уставка должна превышать время длительного снижения напряжения на шинах подстанции. Типичная уставка - 10 с.

- уставка по выдержке времени запоминания отсутствия напряжения (В4) Уставка В4 должна быть больше уставки В5 с учетом времени запаса (0,5 с).

- уставка по выдержке времени задержки при подаче напряжения (В5) Уставка выбирается с учетом времени АПВ первого присоединения и времени запаса, а также по времени ограничения ввода "очувствления". Уставка В5 должна быть меньше уставки В4 с учетом времени запаса.

- уставка по выдержке времени ввода очувствления (В6). Уставка должна перекрывать время автоматической сборки до аварийной схемы шин с учетом времени срабатывания ДЗШ, времени отключения выключателей и времени запаса (0,5 с).

- уставка по выдержке времен подхвата команды опробования (В7). Уставка выбирается с учетом времени включения опробуемого выключателя, времени действия ДЗШ, времени отключения выключателя и времени запаса. Типичная уставка - 0,5 с.

- уставка по выдержке времени запоминания срабатывания ДЗШ (В8). Уставка должна перекрывать время автоматической сборки до аварийной схемы шин с учетом времени срабатывания ДЗШ, времени отключения выключателей и времени запаса (0,5 с).

- уставка по выдержке времени задержки на цикл АПВ (В9). Уставка

должна быть меньше времени АПВ первого присоединения, с учетом времени срабатывания ДЗШ, времени отключения выключателей.

- уставка по выдержке времени отстройки от дребезга выключателя (В10) Уставка выбирается с учетом времени отключение выключателя и разновременности отключения фаз выключателя. Типичная уставка - 0,2 с.

- уставка по выдержке времени задержки отключения при опробовании (В11). Уставка выбирается с учетом времени действия ДЗШ, времени отключения выключателя и времени запаса. Типичная уставка - 0,3 с.

Результаты расчета уставок согласно нормативной документации приведены в таблице 24:

Таблица 19 – Уставки ДЗШ и автоматики шин

Наименование величин	Значения величин
Ток срабатывания ДЗШ, о.е. (от 0.4 до 1.2 с шагом 0.01)	1,2
Ток начала торможения ДЗШ, о.е. (от 1.0 до 2.0 с шагом 0.1)	2
Ток срабатывания ДЗШ при очувствлении, о.е. (от 0.2 до 1.2 с шагом 0.01)	1
Ток начала торможения ДЗШ при очувствлении, о.е. (от 1.5 до 8.0 с шагом 0.1)	1,8
Ток срабатывания реле контроля обрыва цепей тока, о.е. (от 0.04 до 0.20 с шагом 0.01)	2,3
Время срабатывания реле контроля обрыва цепей тока, с (от 0.05 до 27 с шагом 0.01) *B1*	10
Время подхвата срабатывания выходных цепей, с (от 0.05 до 1 с шагом 0.01) *B2*	0,3
Напряжение срабатывания макс. реле напряжения, В (от 20.0 до 100.0 с шагом 0.1)	100
Напряжение срабатывания мин. реле напряжения, В (от 20.0 до 100.0 с шагом 0.1)	26
Время срабатывания неисправности цепей напряжения, с (от 0.05 до 27.0 с шагом 0.01) *B3*	10
Время запоминания срабатывания ДЗШ, с (от 0.05 до 27.0 с шагом 0.01) *B8*	0,5
Время задержки на цикл АПВ, с (от 0.05 до 27.0 с шагом 0.01) *B9*	20
Время запоминания отсутствия напряжения, с (от 0.05 до 27.0 с шагом 0.01) *B4*	0,4
Время ввода очувствления, с (от 0.05 до 27.0 с шагом 0.01) *B6*	0,5
Время запоминания команды опробования, с (от 0.05 до 0,6 с шагом 0.01) *B7*	0,5
Время задержки отключения при опробовании, с (от 0.05 до 0,6 с шагом 0.01) *B11*	0,3

7.2 Автоматическое повторное включение

Для сокращения времени перерыва в электроснабжении и ускорения восстановления питания применяются устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Устройства АПВ используются для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты. Предусматривается установка устройств АПВ на следующих элементах реконструируемой сети, а именно:

На ВЛ принимается трехфазное АПВ однократного действия.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) обязывают использовать АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Эффективность АПВ достигает 50–90%, а также оно позволяет восстановить питание при ложном срабатывании защиты.

Неустойчивые КЗ могут возникать и на шинных соединениях подстанций, поэтому АПВ применяется и там, особенно при наличии быстродействующей защиты.

Кроме того, АПВ устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью от 1000 кВА (и менее — если они питают ответственных потребителей). Однако повторное включение трансформатора допускается только после отключения максимальной токовой защитой, но не при внутренних повреждениях. Эффективность АПВ для шин и трансформаторов составляет 70–90%.

На ВЛ БТЭЦ "Центральная" используется автоматическое повторное включение, что повышает надёжность электроснабжения потребителей.

7.3 Устройство резервирования отказа выключателя

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) реализовано в терминале резервных защит линии ШЭ 2607 011021 производства компании «ЭКРА».

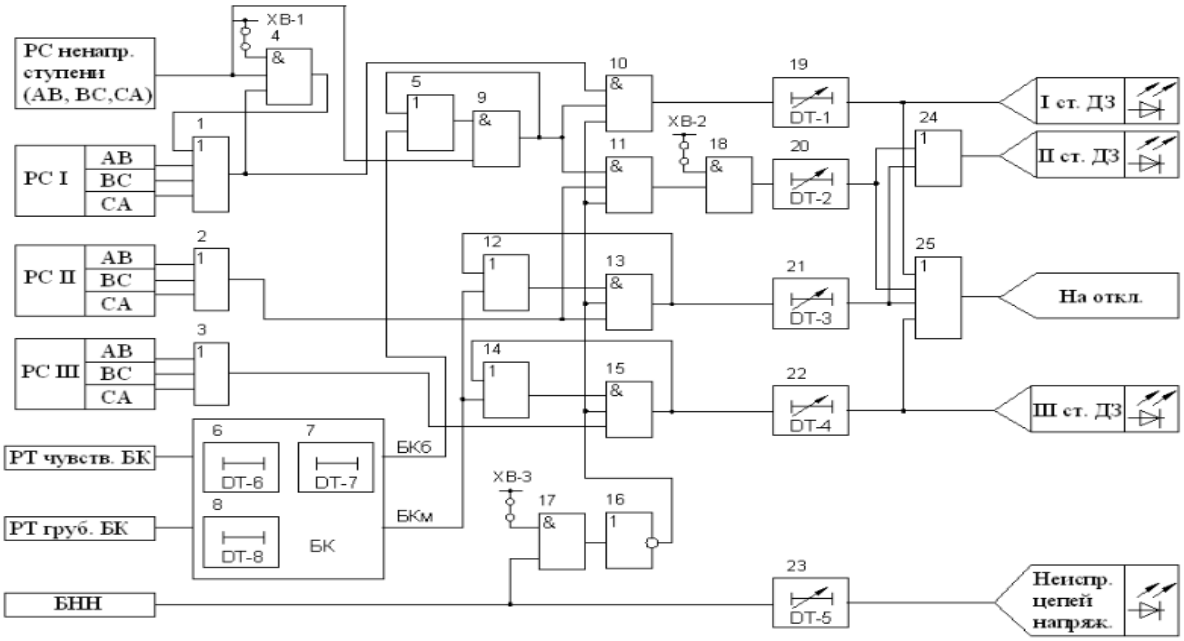


Рисунок 22 – Схема ШЭ 2607 011021

Пусковой орган по току УРОВ Включает три фазных реле тока, работающих по логической схеме «ИЛИ».

Основные функции:

Возврат схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя;

Определение неисправного выключателя;

Рекомендации по настройке уставок.

Ток срабатывания должен быть:

Ниже минимального тока КЗ в зоне резервирования (как при междуфазных замыканиях, так и при КЗ на землю);

На практике выбирается меньше уставки 4-й ступени ТЗНП;

Не должен быть слишком низким, чтобы избежать задержки возврата из-за переходных процессов в ТТ при высоких кратностях тока;

Для выключателей с пофазным приводом требуется дополнительная отстройка от:

Максимального ёмкостного тока линии;

Токов через ёмкостные делители.

Выдержка времени срабатывания УРОВ (для ДЗШ):

Должна обеспечивать надежную фиксацию отказа выключателя;

Рекомендуемый диапазон: 0,18–0,23 с (для сохранения устойчивости и сокращения времени резервирования).

Режимы работы УРОВ:

Настраиваются программными перемычками;

XB5 – «Дублированный пуск»:

Одновременно с сигналом пуска УРОВ контролируется сброс дискретного входа KQC (РПВ);

Вход шунтируется выходным реле защиты, отключающим выключатель;

Важно: перед применением этого режима (особенно при модернизации защит или замене выключателей) необходим тщательный анализ цепей РПО.

XB6 – «Автоматическая проверка исправности выключателя» (УРОВ "на себя"):

Срабатывает без выдержки времени при обрывах в цепях отключения от основной защиты;

Обеспечивает резервирование за счет прямого действия на отключение выключателя через УРОВ.

7.4 Устройство передачи аварийных сигналов и команд

Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) предназначено для организации обмена сигналами между смежными объектами электроэнергетики с целью минимизации негативных последствий аварийных ситуаций, таких как короткие замыкания. Работа устройства определяется состоянием программируемых накладок XB, задающими режимы работы узлов схемы, значениями временных выдержек и сигналами на дискретных входах, на основе которых логическая часть формирует выходные сигналы для внешних цепей.

Для стандартной двухконцевой линии электропередачи требуется как минимум один оптический интерфейс связи на каждый терминал. В базовой конфигурации используются две выделенные жилы оптоволоконного кабеля и один оптический порт. Для повышения надежности применяется резервирование каналов связи с использованием двух идентичных оптических интерфейсов в

каждом терминале. При повреждении одного из каналов (КС1 или КС2) связь поддерживается через исправный канал, а при одновременном отказе обоих каналов срабатывает сигнализация "Неисправность связи" с выдержкой времени от 0 до 10 секунд (код ошибки 004115), которая автоматически сбрасывается при восстановлении соединения.

Организация связи между терминалами может осуществляться либо прямым оптоволоконным соединением, либо через коммуникационные сети. Выбор способа зависит от расстояния между объектами, наличия выделенных оптических каналов и технической возможности использования специального коммуникационного оборудования. Для небольших расстояний (до 2 км) оптимально прямое соединение с использованием мультимодового оптоволокна с разъемами ST, при этом может применяться как одна, так и две жилы кабеля. Для больших расстояний (до 170 км) требуется одномодовое оптоволокно с разъемами FC и дополнительное оборудование – оптические конверторы. При использовании одной жилы с одномодовым волокном максимальная длина кабеля сокращается до 40 км.

При невозможности организации выделенных оптических каналов применяются сети передачи данных с синхронными каналами связи скоростью от 64 Кбит/с до 512 Кбит/с. Наиболее распространенными интерфейсами подключения являются X.21 и G703.1, а для терминалов с оптическими интерфейсами требуются соответствующие конверторы. Синхронизация при работе через сети передачи данных осуществляется от внешнего источника, а при прямом соединении терминалов – от внутренних генераторов. Важно учитывать, что использование мультиплексоров увеличивает задержки передачи информации и, как следствие, время срабатывания дифференциальной защиты.

Устройство постоянно контролирует целостность передаваемых данных, ведя подсчет ошибок в течение каждого часа работы с автоматическим сбросом счетчика по его окончании. Реализована система передачи 16 команд в каждом направлении, которые могут использоваться для телеуправления выключателями или обмена логическими сигналами между полукомплектами

защиты. Для повышения надежности в двухтерминальных схемах применяется дублирование каналов связи с использованием разных трасс или различных типов соединений (например, прямое оптоволоконное и через мультиплексоры).

Все команды передаются параллельно с максимальным временем передачи-приема 15 мс. Каждая команда может быть задержана на индивидуально настраиваемый интервал от 0 до 27 секунд. Оптический канал также используется для передачи дистанционных команд и сигналов, которые могут задействоваться в логической схеме, управлять сигнализацией и выходными реле. Конфигурация передаваемых сигналов задается через меню устройства аналогично установке уставок.

Время передачи команд варьируется и зависит от момента формирования команды и задержек в канале связи. Общее время включает: период ожидания передачи пакета данных (0-5 мс), время транспортировки пакета и подтверждение команды (5 мс). При использовании мультиплексоров добавляется задержка до 20 мс. Минимальное время передачи составляет 9-14 мс для скорости 64 Кбит/с и 5,5-10,5 мс для 512 Кбит/с. С учетом времени срабатывания входных цепей (2 мс) и выходных реле (8-10 мс) полное время передачи импульса достигает 20-25 мс. Импульсы короче 5 мс не передаются из-за особенностей алгоритма подтверждения достоверности данных.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ РУ 110 КВ

Выбор оптимального варианта реконструкции осуществляется по статическим приведенным затратам [21]. При выборе учитываются только меняющееся части и так как идет сравнение вариантов, используются укрупненные стоимостные показатели.

Проводим расчет приведенных затрат при реконструкции ОРУ 110 кВ БТЭЦ.

Определяем стоимость РУ:

$$K_{ру} = N_{яч110} \cdot K_{яч110} \cdot K_{инф} \cdot K_{р} \quad (82)$$

где $K_{\text{инф}}$ – коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2025 год (равен 11,51);

$K_{\text{р}}$ – районный коэффициент;

$N_{\text{яч110}}$ – количество ячеек выключателей 110 кВ;

$K_{\text{яч110}}$ – стоимость одной ячейки 110 кВ:

$$\text{К}_{\text{ру}} = 11 \cdot 7{,}7 \cdot 11{,}51 \cdot 1{,}3 = 1267{,}36 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянную часть затрат при реконструкции:

$$\text{К}_{\text{пост}} = K_{\text{пост}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{р}} \quad (83)$$

где $K_{\text{п}}$ – постоянная часть затрат, принимается 13,5:

$$\text{К}_{\text{пост}} = 13{,}5 \cdot 11{,}51 \cdot 1{,}3 = 202{,}1 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в реконструкцию ОРУ 110 кВ

$$K = 1267{,}36 + 202{,}1 = 1469{,}36 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$И_{АМ} = K \cdot \alpha_{ам} \quad (84)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, принимается равным 0,5 о.е;

К – капиталовложения.

$$И_{АМ} = 1469{,}36 \cdot 0{,}5 = 73{,}46 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$И_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot К \quad (85)$$

где $\alpha_{ЭКС.ПС} = 0{,}059$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанционного оборудования номинальным напряжением до 150 кВ о.е. (кроме ГЭС).

$$И_{ЭКС} = 0{,}059 \cdot 1469{,}36 = 86{,}69 \text{ (млн.руб)}$$

Далее проводим расчет полных ежегодных затрат:

$$И_{\Sigma} = И_{ЭКС} + И_{АМ} \quad (86)$$

$$И_{\Sigma} = 73{,}46 + 86{,}69 = 160{,}15 \text{ (млн.руб)}$$

Таким образом проведен расчет суммарных капиталовложений при реконструкции ОРУ 110 кВ БТЭЦ, которые составили 1469,36 миллионов рублей при этом ежегодные издержки составили 160,15 миллионов рублей.

8.1 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{ОК} = \frac{К}{П_Ч + И_А}, \quad (87)$$

где $К$ – капитальные вложения, млн.руб;

$П_Ч$ – чистая прибыль, млн.руб;

$И_А$ – амортизационные отчисления, млн.руб.

Чистая прибыль рассчитывается по формуле:

$$П_Ч = О - И - Н, \quad (88)$$

где $О$ – доход от полезного отпуска электрической энергии, млн.руб; $И$ - издержки, млн.руб;

$Н$ – налог на прибыль. На 2024 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$О = W_{ПО} \cdot T_{пер}, \quad (89)$$

где $W_{ПО}$ – полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$ – средний тариф на передачу электроэнергии, для Дальнего Востока он равен 19000 руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (90)$$

$$W_{ПО} = 173 \cdot 5900 = 1055000$$

Далее находим доход от полезного отпуска электроэнергии, тыс руб:

$$O = 1055000 \cdot 1,9 = 2005000$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, тыс руб:

$$Н = 0,2 \cdot (О - И) \quad (91)$$

$$Н = 0,2 \cdot (2005000 - 327600) = 335500$$

Рассчитываем чистую прибыль, тыс руб:

$$П_{ч} = 2005000 - 327600 - 335500 = 1342000$$

Теперь находим срок окупаемости, в годах:

$$T_{ОК} = \frac{13280000}{1342000 + 663900} = 6,6$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Электрическая подстанция представляет собой сложный технологический комплекс, выполняющий критически важные функции в современной энергосистеме. Как узловой пункт распределения электроэнергии, она обеспечивает прием, преобразование и дальнейшее распределение электрической мощности между потребителями различного уровня. Конструктивно подстанция включает в себя несколько основных компонентов: силовые трансформаторы, выполняющие функцию преобразования напряжения; коммутационные аппараты, обеспечивающие оперативное управление потоками мощности; распределительные устройства различного напряжения; системы релейной защиты и автоматики; а также вспомогательные системы, включая устройства собственных нужд, системы вентиляции и кондиционирования.

При проектировании и эксплуатации подстанций класса напряжения 110 кВ применяются особо строгие требования, обусловленные высоким уровнем рабочих напряжений и значительными токами короткого замыкания. Все без исключения элементы подстанционного оборудования, включая изоляторы, токоведущие части, несущие конструкции и ограждающие устройства – должны располагаться с тщательным соблюдением нормативных расстояний, регламентированных действующими ПУЭ (Правилами устройства электроустановок). Эти требования направлены на исключение возможности повреждения оборудования или создания опасных ситуаций для персонала как в нормальных режимах работы (при длительном нагреве, возникновении коронирующего разряда или электрической дуги), так и в аварийных ситуациях (при коротких замыканиях, перенапряжениях атмосферного или коммутационного характера).

Конструктивные особенности современных подстанций должны обеспечивать возможность безопасного обслуживания оборудования, что

предполагает реализацию нескольких ключевых принципов. Во-первых, необходимо обеспечить создание видимого разрыва цепи при выводе оборудования в ремонт – это достигается установкой разъединителей с четко видимым положением контактов. Во-вторых, требуется реализация надежной системы заземления отключенных участков – для этого применяются стационарные заземляющие ножи или переносные заземления. В-третьих, конструкция должна позволять проводить ремонтные работы на одном элементе без необходимости отключения и вывода из работы смежных цепей, что особенно важно для обеспечения надежности электроснабжения.

Система мер электробезопасности на подстанциях 110 кВ включает в себя многоуровневую защиту. Основной барьер безопасности составляют физические защитные ограждения для всех токоведущих частей, находящихся под рабочим напряжением. Дополнительный уровень защиты обеспечивается системой предупреждающих знаков, плакатов и световой сигнализации, информирующих персонал о потенциальных опасностях. Особое значение имеют блокировочные устройства механического и электрического типа, исключающие возможность ошибочных операций с коммутационными аппаратами. В условиях повышенного влияния электромагнитных полей предусматриваются специальные защитные экраны и средства индивидуальной защиты. Для обеспечения надежной работы в зимний период все ответственные механизмы (приводы выключателей, механизмы разъединителей) оборудуются системами подогрева с автоматическим поддержанием температуры.

Конструктивное исполнение современных подстанций учитывает весь комплекс эксплуатационных факторов. При выборе материалов особое внимание уделяется их устойчивости к агрессивным средам – применяются специальные сплавы для шинных конструкций, кремнийорганические покрытия для изоляторов, нержавеющие крепежные элементы. При размещении оборудования обязательно учитываются климатические особенности региона, в том числе преобладающее направление ветра (для предотвращения перекрытий при переносе загрязнений). Температурный режим контролируется на всех

критически важных элементах – для доступных при осмотре конструкций предельная температура ограничена 50°С, для недоступных – 70°С, что исключает возможность термических повреждений.

Организация безопасной эксплуатации требует строгого соблюдения многоступенчатого регламента работ. Каждое оперативное переключение или ремонтное вмешательство начинается с оформления наряда-допуска – документа, четко определяющего объем работ, опасные факторы и меры защиты. В процессе подготовки рабочего места реализуется принцип "двойного контроля", когда каждое действие дублируется ответственным руководителем работ. Особое внимание уделяется обучению и регулярной проверке знаний персонала – не реже одного раза в год все оперативные работники проходят полную проверку знаний с присвоением соответствующей группы по электробезопасности.

Современная подстанция 110 кВ оснащается комплексом технических средств безопасности. Система аварийного освещения обеспечивает видимость в любых условиях, в том числе при полном исчезновении оперативного тока. Автоматические системы пожаротушения, основанные на газовых или порошковых составах, позволяют оперативно локализовать возгорание. Детальные однолинейные схемы с актуальными изменениями доступны как в бумажном, так и в цифровом форматах. Защитные блокировки реализованы на основе электромеханических или микропроцессорных систем, исключающих ошибочные действия персонала.

Реализация всего комплекса организационных и технических мер позволяет обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию высоковольтного оборудования. Особое значение при этом имеет постоянное совершенствование системы подготовки персонала, внедрение современных средств диагностики и защиты, а также строгий контроль за соблюдением всех нормативных требований на каждом этапе жизненного цикла подстанции – от проектирования до вывода из эксплуатации. Только комплексный подход к вопросам

безопасности позволяет минимизировать риски аварийных ситуаций и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей.

9.2 Экологичность

Эксплуатация электроустановок требует строгого соблюдения природоохранных норм, регламентирующих различные аспекты воздействия на окружающую среду. Современные нормативные документы устанавливают предельно допустимые значения для:

1) Акустического воздействия (уровни шума);
2) Вибрационных характеристик;
3) Параметров электромагнитного поля;
4) Требований электромагнитной совместимости;

Особое внимание уделяется системе обращения с технологическими отходами, включающей химические реагенты, трансформаторные масла, производственный мусор и сточные технические воды.

При проектировании и эксплуатации электроустановок категорически запрещается сброс отходов в природные водоемы, попадание загрязняющих веществ в ливневую канализацию и захоронение отходов на необорудованных территориях

На подстанциях особую экологическую опасность представляют силовые трансформаторы, содержащие значительные объемы трансформаторного масла. Повреждение корпуса такого оборудования может привести к масштабному загрязнению почвы и водоемов. Для предотвращения экологических последствий применяется комплекс защитных мер:

Маслосборные устройства:

– Стационарные маслосборники;

– Аварийные маслоприемники;

– Системы маслоотведения.

Противопожарные системы:

– Огнепреграждающие конструкции;

– Автоматические системы пожаротушения;

– Дренажные системы.

В рамках данного исследования особое внимание уделяется анализу экологической безопасности мощных маслонаполненных трансформаторов. В качестве объекта исследования выбран трансформатор типа ТДН-125000/110, основные технические характеристики которого представлены в таблице 19. Этот выбор обусловлен: широким распространением данной модели, значительным объемом масляного заполнения и типичностью потенциальных экологических рисков

Приведенные технические решения и аналитические данные позволяют оценить эффективность существующих природоохранных мер и разработать рекомендации по их совершенствованию для трансформаторного оборудования данного класса.

Таблица 20 – Параметры трансформатора ТДН – 125000/110 – У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТДН-125000/110	125	24,1	118,5	7000	6740	4800

Для марки трансформатора ТДН-125000/110-У-1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 5 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м и без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

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

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для эффективной удаления масла и воды из маслоприемника требуется установить специальные маслоотводы с определенным диаметром, который должен быть рассчитан таким образом, чтобы за 15 минут отводилось 50% масла и полное количество воды, используемой при пожаротушении.

На подстанциях установлены трансформаторы мощностью 125 МВА с напряжением 110 кВ. Согласно паспортным данным, их общая масса составляет 118,5 тонн. Масло, содержащееся внутри трансформатора, имеет массу 24,1 тонн, а его объем рассчитывается по формуле [5].

$$V_{тм} = \frac{m}{\rho_m}, \tag{92}$$

$$V_{тм} = \frac{24,1}{0,885} = 27,2\ м^3,$$

где ρ_m – плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500-ρ_m = 885 кг/м^3 [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (93)$$

$$L' = 6{,}74 + (2 \cdot 1{,}5) = 9{,}74 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (94)$$

$$B' = 4{,}8 + (2 \cdot 1{,}5) = 7{,}8 \text{ м},$$

где $\Delta = 1{,}5$ м – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определен для массы трансформаторного масла в интервале от 5 до 50 тонн [15].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{мп} = L' + B', \quad (95)$$

$$S_{мп} = 9{,}74 \cdot 7{,}8 = 75{,}97 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{мп} = h_г + h_в + h_{тм} + h_{H_2O}, \quad (96)$$

где $h_г$ =0,25 м – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_в$ =0,05 м – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,

$h_{\text{тм}}$ и h_{H_2O} – высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с · м^2 в течении 30 минут [15].

$$h_{тм} = \frac{V_{тм}}{S_{мп}}, \quad (96)$$

$$h_{тм} = \frac{27,2}{75,97} = 0,36 \text{ м},$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{мп}}, \quad (97)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{мп} \cdot S_{бпт}), \quad (98)$$

где $I = 0,2$ л/с · м^2– секундный расход воды, t=30 мин=1800 с.

$S_{бпт}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{бпт} = 2 \cdot H \cdot (L \cdot B), \quad (99)$$

$$S_{бпт} = 2 \cdot 7 \cdot (6,74 \cdot 4,8) = 452,9 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (75,92 \cdot 452,9) = 99 \text{ м}^3,$$

$$h_{H_2O} = \frac{99}{75,9} = 1,3 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{мп} = 0{,}25 + 0{,}05 + 0{,}36 + 1{,}3 = 1{,}96 \text{ м},$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке 15.

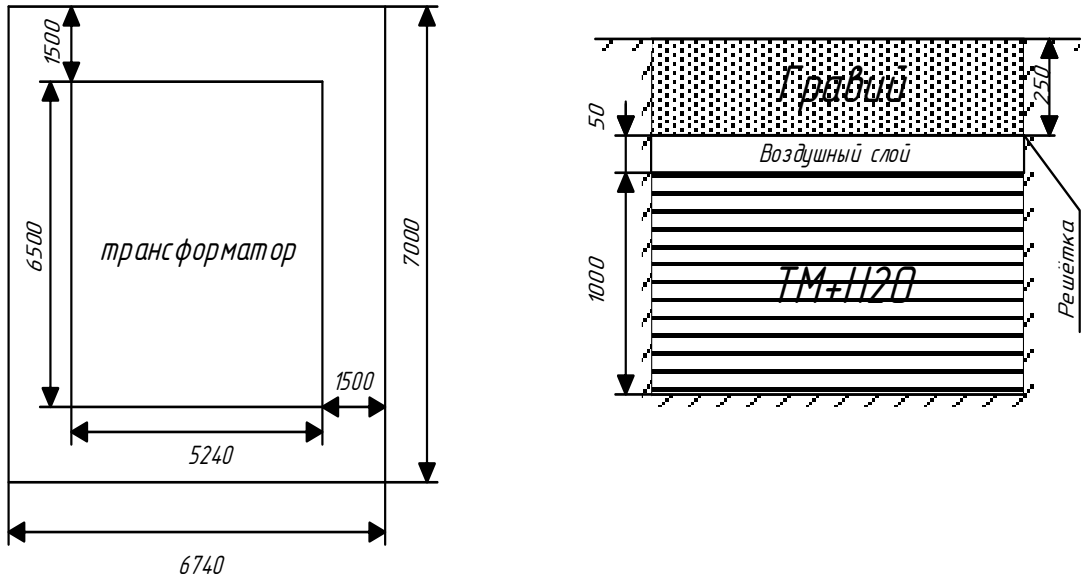


Рисунок 23 – Схема маслоприёмника.

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в открытые сливные люки или во время грозы запрещен. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприемнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла должен быть оснащен мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления

его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов, подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать все пролитое масло.

9.3 Чрезвычайная ситуация

ЧС Чрезвычайные ситуации (ЧС) на электроподстанциях (ПС) могут возникать в результате различных производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий и диверсий.

Они могут быть как техногенного, так и природного происхождения.

Производственные аварии на ПС включают в себя неожиданную остановку работы или нарушение нормального процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, что может привести к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования и нанести вред людям.

Примерами производственных аварий на ПС являются поломка или неисправность электрооборудования, такие как обрыв изолятора, падение опоры линий электропередачи или возникновение пожара, приводящего к замыканию. К природным авариям на ПС относятся разрушения, вызванные ударами молнии во время грозы, обрыв фазы на линиях электропередачи из-за сильного ветра или обледенение проводов линий электропередач.

В качестве распространённого вида чрезвычайной ситуации на ПС рассмотрим пожар. В этом случае наиболее вероятными причинами возгорания могут быть короткое замыкание, перегрузка оборудования, нарушения правил эксплуатации, а также механические повреждения электрооборудования.

Основными противопожарными мероприятиями, которые должны быть предприняты на ПС, являются следующие:

– Обеспечение пожарной безопасности при проектировании и строительстве ПС. Необходимо учитывать требования пожарной безопасности на этапах проектирования и строительства ПС, в том числе правила размещения

и защиты оборудования, пожарную классификацию материалов и конструкций, а также требования к системам противодымной защиты [19].

– Профилактические меры. Они включают в себя обеспечение своевременного проведения технического обслуживания оборудования, его диагностику, контроль температурного режима, очистку от пыли, грязи и мусора. Также необходимо проводить регулярные тренировки персонала по действиям в случае возникновения пожара [19].

– Организация противопожарной защиты. Для предотвращения пожаров необходимо использовать автоматические системы оповещения и пожаротушения, устанавливать системы автоматического пожаротушения, противодымную защиту и системы охлаждения оборудования [19].

– Действия при возникновении пожара. Если пожар все же произошел, необходимо немедленно вызвать пожарную команду, уведомить персонал и эвакуировать людей из здания. В зависимости от масштабов и характера возгорания необходимо выбрать соответствующие средства пожаротушения и организовать их применение. В случае пожара на ПС закрытого типа, важно также проветрить помещения и обеспечить доступ пожарных команд к техническим помещениям [19].

– Контроль и анализ пожаров. Для предотвращения повторения пожарных ситуаций необходимо проводить анализ и контроль возникших пожаров. Анализируются причины и обстоятельства возгорания, принимаются меры для устранения выявленных недостатков, улучшения технических решений и повышения квалификации персонала [19].

Для предупреждения и тушения пожаров на ПС рекомендуется использовать различные средства пожаротушения, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, например, системы пенного пожаротушения или системы газового пожаротушения [19].

Кроме того, важно помнить о правилах хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, в хорошем

состоянии, срок службы не должен истекать, а персонал должен знать, как правильно использовать огнетушитель.

Правила и порядок устранения пожара на энергетическом объекте[24]:

1) Если кто-либо замечает пожар на энергообъекте, он обязан немедленно сообщить о происшествии в пожарную охрану и старшего по смене. Также первый обнаруживший должен попытаться потушить огонь с помощью имеющихся у него средств.

2) Старший по смене или дежурный персонал должны определить точное место возгорания, потенциальные пути распространения огня, а также угрозы для электрооборудования и участки электрической сети, которые находятся в опасной зоне.

3) После обнаружения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить работу автоматической (стационарной) системы пожаротушения. Они должны создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар. Для этого может потребоваться отключение оборудования, снятие напряжения или слив масла. Кроме того, необходимо назначить человека, знакомого с расположением подъездных путей и источников воды, чтобы встретить пожарных по их прибытии.

4) До прибытия первой пожарной бригады руководитель энергопредприятия или старший по смене должны управлять процессом тушения пожара. Однако по прибытии старшего командира пожарной бригады на место происшествия руководство тушением огня переходит на него.

5) Дежурный персонал имеет право отключать электрические соединения, на которых возник пожар, без предварительного разрешения вышестоящего руководителя, ответственного за оперативное руководство. Однако после выполнения отключения необходимо сообщить о произведенных действиях.

6) Пожарные бригады могут приступить к тушению пожара после проведения инструктажа со стороны старшего технического персонала и получения письменного разрешения на тушение огня.

7) Работа пожарных бригад при тушении пожара осуществляется с учетом указаний старшего технического персонала, чтобы соблюдать правила безопасности и предотвратить возможное возгорание соседнего оборудования. Необходимо согласование действий по размещению сил и средств пожаротушения.

8) Персоналу пожарной службы запрещено проникать за ограждения электроустановок, находящихся под напряжением. Во время пожара необходимо усилить охрану территории и предотвратить доступ посторонних лиц на место чрезвычайной ситуации.

Кроме того, необходимо расположить инвентарь для тушения пожаров на хорошо видном месте, обеспечивая свободный доступ к нему. Кроме того, следует окрасить его масляной краской ярко-красного цвета [19].

Для превентивного предотвращения пожаров на подстанции с установленными трансформаторами мощностью 16 МВА можно применить автоматическую систему пожаротушения, основанную на распылении воды. Эта система включает в себя насосную станцию с Д320-50 насосами, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с ОПДР-15 оросителями и пожарные резервуары.

Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, подключаемые к пожарным гидрантам, с расходом 10 л/с.

Для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором на подстанциях применяются специальные маслоприемные ямы. Эти ямы покрыты решеткой и заполнены гравием. В случае пожара трансформатора масло из его бака сливается через нижний спускной кран, проникает через гравий в яму, что помогает сдержать распространение огня.

Система автоматического пуска активируется при обнаружении пожара в помещении с помощью датчика пожарной сигнализации, а также при срабатывании защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние

повреждения, такие как газообразные выбросы или изменения параметров. Автоматический пуск может быть осуществлен как локально через дистанционное управление со щита, так и вручную на месте установки в безопасном от пожара месте.

Для защиты трансформаторов и других электроустановок, находящихся рядом с источником возгорания, эффективным решением является использование распыленной воды. Однако не рекомендуется использовать компактные водяные струи для тушения горячего масла, чтобы не способствовать распространению пожара. Методы тушения других маслонаполненных аппаратов аналогичны методам тушения трансформаторов: необходимо отключить аппарат со всех сторон, заземлить его и использовать имеющиеся подручные средства для тушения пожара [19].

При тушении пожара в электроустановке необходимо принимать ряд важных мероприятий, чтобы обеспечить безопасность и сократить возможные повреждения. В первую очередь, необходимо защитить и сохранить работоспособность аппаратуры, расположенной на ключевых участках, таких как управляющие щиты и релейные панели. Это поможет предотвратить серьезные последствия и сохранить нормальную работу системы.

В случае, если на панелях возникло загорание кабелей и аппаратуры, необходимо принять меры по снятию напряжения перед началом тушения. Это важно, чтобы предотвратить распространение огня на соседние панели и обеспечить более эффективное тушение пожара. Запрещается касаться кабелей, проводов и аппаратуры при тушении пожара без предварительного снятия напряжения, поскольку это может привести к опасным последствиям, включая поражение электрическим током.

Для обеспечения безопасности в помещении, где установлена аккумуляторная установка, рекомендуется использовать принудительную вентиляцию с резервным оборудованием. Это обеспечит подачу свежего воздуха и отвод вредных газов, что снизит риск возникновения взрыва и создаст более безопасные условия работы в помещении. Кроме того, для вентиляторов и

светильников следует установить специальные взрывобезопасные электродвигатели, которые обладают дополнительными защитными свойствами и способны предотвратить возгорание или взрыв.

Техническое обслуживание и проверка электрооборудования должны проводиться регулярно. Это позволит выявлять возможные неисправности и риски возникновения пожара заранее, а также принимать соответствующие меры по их устранению. Неправильная эксплуатация и превышение допустимых нагрузок являются одними из основных причин пожаров в электроустановках, поэтому важно соблюдать правила эксплуатации и не допускать перегрузок электрических систем.

В целом, соблюдение этих рекомендаций поможет повысить безопасность при тушении пожара в электроустановках, минимизировать риски возникновения пожара и обеспечить более безопасную эксплуатацию электрооборудования [10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен комплексный проект реконструкции распределительного устройства 110 кВ Благовещенской ТЭЦ с внедрением инновационного оборудования.

В ходе выполнения работы на основе исходных данных проведен:

- анализ существующей схемы РУ
- рассчитаны токи трехфазного и однофазного короткого замыкания для выбора и проверки оборудования на динамическую и термическую стойкость.

Осуществлен выбор и верификация современного электрооборудования:

- высоковольтных выключателей элегазовых с функциями мониторинга
- разъединителей с дистанционным управлением
- трансформаторов тока и напряжения
- ограничителей перенапряжений
- гибких шин и опорных изоляторов, проверенных на механическую прочность и термическую устойчивость

Разработаны системы защиты и автоматики для воздушной линии электропередачи. Выполнены расчеты заземляющего устройства и молниезащиты, подтвердившие соответствие требованиям ПУЭ по электробезопасности и грозоупорности. Экономическое обоснование проекта, включая расчет срока окупаемости, продемонстрировало его целесообразность. Разработаны меры безопасности при и экологические мероприятия.

Результаты работы свидетельствуют, что реконструкция РУ 110 кВ БТЭЦ с инновационными решениями обеспечит повышение надежности электроснабжения, технологичности, безопасности и экологичности объекта при соблюдении нормативных требований. Все задачи ВКР решены в полном объеме, проект технически и экономически обоснован, а его реализация соответствует стратегии модернизации энергетической инфраструктуры РФ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005

2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва,2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

3 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. – 90 с.

4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: http://www.uetm.ru/products/1410/ (дата обращения: 01.05.2023).

6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 20010. – 880 с.

7 ГОСТ 111077-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: https://docs.cntd.ru/document/1200004970 (Дата обращения: 10.05.2023).

8 Градостроительный кодекс РФ "Порядок подготовки проекта правил землепользования и застройки." от 29.12.2004 № 190-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. – 28.04.2023 г. – Ст. 31

9 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. – метод. пособие. Ч. 2 /

АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 118с.

10 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

11 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. – 4-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 110с.

12 Особенности расчета коэффициента нагрузки трансформатора // О трансформаторе URL: https://otransformatore.ru/vopros-otvet/koeffitsient-nagruzki-transformatora/ (дата обращения: 20.04.2023).

13 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

14 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: http://russete.ru/prays-transformatory (дата обращения: 29.05.2023).

15 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

16 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, – 131 с.

17 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010. – 110 с

18 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 132 с.

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

20 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника"/ АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 315 с

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

22 Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по оперативным переключениям в распределительных сетях ТИ Р М-070-2002 [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012. — 110 c. — 978-5- 98908-083-X

23 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 3105 с.

24 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 3710с

25 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 210.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: https://docs.cntd.ru/document/901808297 (Дата обращения: 11.04.2023);

26 Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимов и др..: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.

27 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. – Москва : ЦЭНЭФ, 2007. – 1102 с.