

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Влияние автоматизации систем релейной защиты и автоматики на
энергоэффективность предприятия

Обучающийся

В.А. Малхасьян

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Содержание

Введение	3
1 Общая характеристика релейной защиты и автоматики.....	6
1.1 Понятие микропроцессорной защиты	6
1.2 Обзор различных производителей микропроцессорной защиты	11
1.3 Микропроцессорная защиты для защиты трансформаторов	11
2 Расчет релейной защиты рассматриваемого объекта.....	29
2.1 Анализ исходных данных	29
2.2 Расчет параметров режима проектируемой подстанции.....	30
2.3 Расчет релейной защиты и автоматики	40
3 Анализ внедрения микропроцессорной защиты.....	80
3.1 Источники оперативного тока	80
3.2 Расчет и обоснование выбора системы АВР.....	84
3.3 Определение капитальных вложений в релейную защиту	89
3.4 Определение эксплуатационных затрат	90
3.5 Расчет экономической эффективности	92
Заключение	97
Список используемых источников.....	101

Введение

Актуальность работы: В планах по энергоснабжению к 2030 году прогнозируется увеличение потребления электроэнергии до 1945 млрд. кВтч, что превысит уровень максимального потребления в 1990 году на 15%. Этот результат предполагается достигнуть уже в 2025 году за счет проведения энергосберегающих мероприятий, таких как перестройка экономики и организационные изменения в промышленности.

В 2000 году была достигнута предельная наработка в размере 34 млн. кВт, что составляет 16% от общей мощности электростанций России. Особо стоит отметить, что из общего числа ГЭС было использовано 22 млн кВт мощности.

При увеличении потребности в генерирующей мощности, установлено, что стареющее оборудование ТЭС и ГЭС приходит к концу своего срока к 2020 году, что составляет около 70% от существующего оборудования. Обновление мощности может быть достигнуто путем введения новых мощностей или продления срока эксплуатации существующего оборудования при замене основных элементов. Эти мероприятия помогут обеспечить рост требований к генерирующей мощности в будущем. Однако, наиболее эффективным способом является внедрение нового высокотехнологичного оборудования.

При анализе сектора нужно обратить внимание на ключевые элементы его структуры, такие как управление контроля и учёта электроэнергии, центральное диспетчерское управление и релейная защита с автоматикой. Особое внимание следует уделить релейной защите, поскольку в России этот компонент демонстрирует значительный уровень износа. В 2005 году статистика показывала, что большинство устройств РЗА, а именно 97%, были электромеханическими. Только около 2% устройств функционировали на микроэлектронной основе, и лишь 1% были оснащены микропроцессорами.

В контексте обновления систем РЗА, следует подчеркнуть, что значительная часть (более 40%) этих устройств эксплуатируется уже свыше четверти века. Это означает, что планирование их замены на более современные аналоги является критически важным. При этом, стоит обратить внимание на несколько ключевых моментов в сфере электрических сетей и устройств РЗА:

1. Сокращение объемов капитального строительства и модернизации сетей затрудняет своевременное обновление устаревших устройств РЗА, которые составляют до 70% от общего числа в эксплуатации.

2. Рост числа устаревших устройств РЗА с истекшим сроком службы увеличивает нагрузку на обслуживающий их персонал.

Таким образом, анализ текущего состояния и планирование замены устаревших систем РЗА становится приоритетной задачей в управлении электрическими сетями.

В большинстве энергосистем, графики технического обслуживания устройств РЗА достигают уровня эффективности в 96%. Современные требования к эксплуатации и развитию РЗА при вводе новых объектов, а также при техническом перевооружении и реконструкции сетей, стимулируют применение микропроцессорных устройств. Эти устройства обеспечивают высокую эффективность работы и способны адекватно отвечать на современные вызовы в области управления энергосистемами.

В исследовании анализируется, как автоматизация систем релейной защиты и автоматики способствует повышению энергоэффективности на примере компании АО «Кисловодская сетевая компания». Из этого следует, что тема исследования имеет значительную актуальность.

Цель работы: повышение энергоэффективности АО «Кисловодская сетевая компания».

Задачи исследования:

- Провести анализ основной релейной защиты и автоматики;

- Произвести расчет параметров режима проектируемой подстанции;
- Произвести расчет микропроцессорной защиты для проектируемой подстанции;
- Провести анализ внедрения микропроцессорной защиты на эффективность объекта;
- Провести технико-экономическое обоснование для применения микропроцессорной защиты.

Объект исследования: АО «Кисловодская сетевая компания». Предмет исследования: системы релейной защиты и автоматики.

Научная новизна состоит в том, что исследовано применение микропроцессорных устройств РЗА (МПУ РЗА) для защиты на новом проектируемом объекте.

1 Общая характеристика релейной защиты и автоматики

1.1 Понятие микропроцессорной защиты

С развитием цифровых технологий, их интеграция в автоматизированные системы энергетических объектов стала обыденностью в различных отраслях промышленности. Применение микропроцессорных систем защиты, управления и автоматики (РЗА) обладает рядом выгод по сравнению с традиционными электромеханическими и электронными системами. В частности, они позволяют автоматизировать процесс сбора данных о работе оборудования и происходящих событиях, что способствует уменьшению затрат на эксплуатацию. Кроме того, эти устройства обеспечивают интеграцию с передовыми системами автоматического управления технологическими процессами (АСУ ТП), выполняя множество функций. Наконец, значительная экономия достигается за счет уменьшения затрат на строительство и монтаж.

В данной работе обсуждаются различные аспекты связанные с улучшением системы релейной защиты и автоматики (РЗА). Предлагается стратегия для более быстрого реагирования на короткие замыкания за счет сокращения количества селективных ступеней. Дополнительно, подчеркивается важность более эффективного мониторинга оборудования и работы систем РЗ. Стандартизация компонентов и унификация технических решений выдвигаются как способы уменьшения потребности в запасных частях. [1, 4]

Для упрощения процесса настройки устройств РЗА и повышения их точности, предлагается оптимизировать процедуру расчета уставок. Оптимизация системы релейной защиты достигается через ряд инновационных подходов. Прежде всего, предлагается ускорить прекращение коротких замыканий, минимизируя уровни селективности. Такой метод позволяет быстрее изолировать и устранять неисправности. В дополнение к

этому, усовершенствование наблюдения за состоянием и функционированием релейной защиты является ключевым фактором для повышения надежности системы.

Стратегия обеспечения запасных частей достигается за счет унификации проектных решений и предусматривает снижение затрат и упрощение технического обслуживания. Упрощение процедур расчета уставок и повышение точности настройки устройств РЗА становится возможным благодаря новым методикам. Кроме того, систематическая регистрация информации об аварийных ситуациях способствует ускоренному выявлению их причин, в то время как интеграция свободных логических элементов предоставляет гибкость для внедрения дополнительных функций в будущем.

Настройка системы становится более интуитивной благодаря разработке специализированных инструментов. В процессе эксплуатации возможно проведение тщательной диагностики как защитных устройств, так и основного оборудования, что способствует улучшению их функционирования. Кроме того, заметно сокращается использование энергии в цепях управления постоянным током и напряжением. [2, 7, 8]

Однако, переход на современные микропроцессорные устройства защиты и автоматики (МПУ РЗА) не лишен определенных трудностей. Существует необходимость в переобучении оперативного персонала, что представляет собой затраты времени и дополнительных усилий, особенно для тех, кто привык работать с традиционной электромеханической техникой.

При этом, молодые специалисты, хотя и имеют меньше опыта в области РЗА по сравнению с опытными релейщиками прошлых лет, демонстрируют более быструю адаптацию к новым микропроцессорным системам, поскольку для них подобные технологии схожи с использованием компьютеров.

Электромеханические системы выделяются своей способностью к немедленному функционированию с момента подачи энергии, в то время как микропроцессорные устройства нуждаются в определённом времени для инициализации перед началом работы. В сфере атомной энергетики России

отказываются от внедрения микропроцессорных систем защиты по причине их малых размеров, что может быть неподходящим в определённых обстоятельствах. Что касается надёжности питания, то добавление источников бесперебойного питания представляет собой эффективное решение, которое лишь незначительно повышает общую стоимость систем защиты. Тем не менее, те, кто занимается обслуживанием, подходят с осторожностью к идее замены электромеханических аппаратов защиты на микропроцессорные, сомневаясь в возможности быстрого обновления существующего оборудования. [3,5]

В компаниях появилась потребность в том, чтобы приспособить электронное оборудование для работы с другими, уже функционирующими системами, что было вызвано рядом факторов. Основной целью стала гарантия согласованной работы в условиях электромагнитных помех. Существовал вопрос о том, как обеспечить стабильность управляющих микропроцессорных устройств в режиме защиты в присутствии мощных электромагнитных излучений, исходящих от магистральных кабелей, который требовал незамедлительного вмешательства. В то же время было важно оценить, насколько надежны могут быть вновь разработанные схемы, учитывая индивидуальные характеристики их устойчивости к сбоям. При рассмотрении систем защиты возникает уникальная задача оценки их эффективности, так как их истинную работоспособность можно проверить только при возникновении экстренной ситуации, в которой они должны активироваться. [6]

Рисунок 1 представляет собой вид снаружи устройства REF 541, используемого для обеспечения безопасности.

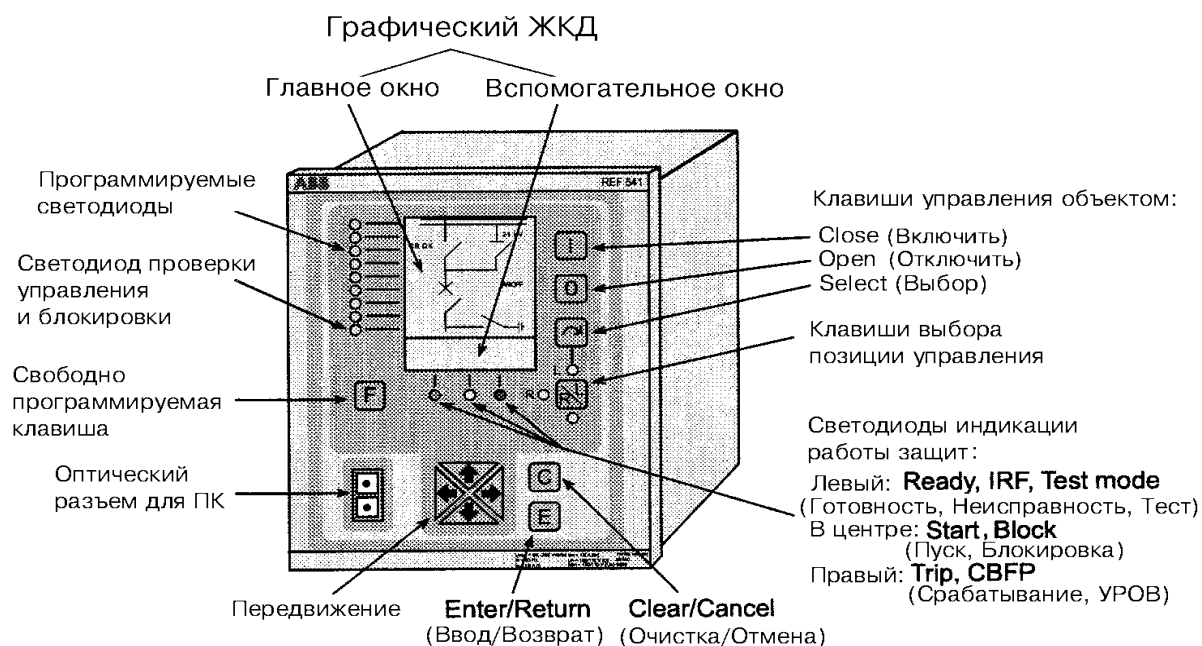


Рисунок 1 – Общий вид терминала защиты REF 541

В рамках функционала устройства REF 541 для защиты линий электропередач можно выделить несколько ключевых аспектов:

- Набор операций по обеспечению безопасности;
- Оценка и измерение параметров;
- Надзор за качественными характеристиками электрической энергии;
- Процессы управления системой;
- Мониторинг текущего состояния устройства;
- Возможности для обмена данными;
- Универсальные функциональные возможности;
- Нормативные задачи и операции.

В сегменте обеспечения безопасности выделяются следующие функции:

- Повторное автоматическое включение после срабатывания защиты (совершается за 5 циклов);
- Трехфазная система для предотвращения дисбаланса тока в конденсаторах;

- Защитный механизм против работы системы в неполнофазном режиме;
- Ориентированная на определение фаз земляных коротких замыканий система защиты.

В дополнение к базовым функциям, таким как измерение потоков активной и реактивной энергии, микропроцессорные системы защиты выделяются своей способностью самодиагностики. Среди возможностей REF 541 — это мониторинг состояния выключателя с точки зрения его износа, проверка надежности цепей, задействованных в процессе отключения. В случае обнаружения каких-либо неисправностей, устройство инициирует оповещение на управляющую панель. [9, 12]

Для защиты линий с напряжением в 10 кВ применяются многоуровневые токовые релейные защиты.

В некоторых случаях, особенно при работе с короткими электрическими линиями, выбор падает на двухступенчатую схему, включающую токовую отсечку и максимальную токовую защиту с определенной выдержкой времени, либо на одноступенчатую схему, где применяется только максимальная токовая защита.

В процессе модернизации следует учитывать уникальные характеристики каждого объекта энергетики, разрабатывая специфические стратегии переоснащения. Эксперты подчеркивают необходимость крайней осторожности и продуманности в деле обновления защитных механизмов, включая установку новых элементов защиты, например, для автотрансформаторов, и настройку параметров срабатывания защиты, таких как шкала уставок трансформаторов.

Использование микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МПУ РЗА) может значительно улучшить финансовую эффективность и операционную производительность. При внедрении этих систем, особенно когда они интегрированы в автоматические системы управления для электростанций и подстанций, можно наблюдать снижение

затрат на обслуживание и минимизацию убытков, связанных с неполной выдачей электроэнергии. Кроме того, оптимизация рабочих процессов и повышение эффективности работы персонала благоприятно сказываются на общем экономическом прогрессе и улучшении операционных процедур на производственных объектах. [10, 11]

1.2 Обзор различных производителей микропроцессорной защиты

В российской энергетической отрасли успешно функционируют устройства, созданные известными отечественными и международными разработчиками. Среди них - ООО «АББ Автоматизация», НПП «ЭКРА», немецкая компания «Сименс», НТЦ «Механотроника», французская «Шнайдер электрик» и НПФ «РАДИУС». Эти устройства демонстрируют выдающуюся надежность и полностью отвечают строгим стандартам, предъявляемым в энергетике, при этом они находятся на одном уровне с лучшими зарубежными моделями.

1.3 Микропроцессорная защиты для защиты трансформаторов

Компания АББ предлагает продукцию, специализированную на микропроцессорной защите для трансформаторов и автотрансформаторов, которая обеспечивает комплексные решения в этой области. В ассортимент входят такие устройства, как дифференциальное реле SPAD 346 С с функцией торможения и блок RET 316. Реле SPAD 346 С обладает возможностями дифференциальной токовой защиты, максимальной токовой защиты и предотвращения замыканий на землю, а также поддерживает функцию резервирования при авариях с выключателями. Оно разработано для использования в двухобмоточных трансформаторах и обеспечивает трехфазную дифференциальную защиту, предотвращая междувитковые замыкания и короткие замыкания в рамках зоны защиты.

Для защиты трансформаторов от замыканий на землю на высоковольтной (ВН) и низковольтной (НН) сторонах предлагаются различные методы. Один из них - это использование ДЗТ с функцией торможения в сетях, где ток замыкания на землю высок. «Второй метод заключается в применении чувствительной дифференциальной защиты нулевой последовательности в условиях, когда ток замыкания на землю ограничен. Третий способ предусматривает использование токовых защит нулевой последовательности, которые реагируют на нулевые составляющие фазных токов или ток в нейтрали трансформатора.» [13]

Рекомендуется установка трехуровневой системы защиты от замыканий на землю для трансформаторов, а также обеспечение двухуровневой резервной защиты. На данном объекте возможна настройка индивидуальной чувствительности для блока дифференциального реле.

Использование блокировки, основанной на анализе соотношений второй и основной гармоник дифференциального тока, предотвращает ложные срабатывания защиты при стартовых операциях с трансформаторами.

Эффективное электрическое торможение исключает ошибочные активации защиты в случаях магнитных бросков тока или коротких замыканий, происходящих вне контролируемой зоны.

Регулирование коэффициентов трансформации в трансформаторах тока возможно с помощью точной цифровой настройки, что позволяет обеспечить широкий спектр корректировки параметров в соответствии с необходимыми условиями.

«В случае двухобмоточного трансформатора с соединением обмоток в конфигурации звезда-треугольник, защита адаптируется к различным видам соединений обмоток без потребности в объединении групп трансформаторов тока или добавлении промежуточных трансформаторов, используя цифровые методы.» [13]

Оборудована дифференциальная отсечка, которая предотвращает срабатывание при лишь частичном насыщении трансформаторов тока,

гарантируя надежность в работе системы. Функции активации и экстренного уведомления регулируются через программирование четырех отключающих и четырех сигнальных реле.

Внешние входные сигналы, такие как от газового реле, датчика максимальной температуры и других вспомогательных устройств контроля трансформатора, управляют экстренной сигнализацией и активацией. Блокировка, основанная на соотношении пятой и основной гармоник, защищает трансформаторы от срабатывания в условиях перевозбуждения. Блокировка отменяется при увеличении этого соотношения при возникновении чрезмерно высоких перенапряжений.

«Реле обеспечиваются повышенной защитой от внешних повреждений благодаря настройке времени срабатывания. Встроенный в модуль дифференциального реле и реле замыкания на землю регистратор помех позволяет фиксировать как токи, так и цифровые сигналы, предоставляя выбор сигналов для активации записи.

Надежность работы реле усиливается за счет внедрения системы постоянного самоконтроля за электроникой и программным обеспечением. Устойчивость к электрическим и магнитным помехам позволяет использовать реле даже в условиях сложной окружающей среды.» [15]

Дисплеи с высокой чувствительностью облегчают процесс настройки и мониторинга защитных мер для измерительных сетей, позволяя отслеживать амплитуды и фазовые углы токов. При этом, специализированное программное обеспечение предоставляет полноценные возможности для настройки реле, а также для записи и анализа измерений и событий.

RET 316 представляет собой цифровую защиту трансформаторов, спроектированную для обеспечения эффективной и быстрой селективной защиты для трансформаторов с двумя или тремя обмотками, включая автотрансформаторы. Эта система вступает в действие, когда происходят определённые виды повреждений.

В устройстве RET 316 встроены различные функции для обеспечения защиты трансформаторов. Одной из наиболее эффективных функций является дифференциальная защита, которая критически важна для оперативной и точной защиты трансформаторов с мощностью в несколько МВ·А и выше. Кроме того, для защиты от чрезмерного тока рекомендуется использовать функцию защиты максимального тока в качестве резервной меры.

Некоторые типы коротких замыканий, которые могут возникнуть, включают межфазные короткозамыкания, короткозамыкания на землю, особенно когда имеется металлическое или низкое сопротивление в заземляющем устройстве нейтральной точки звезды силового трансформатора, а также короткозамыкания между витками. Все эти сценарии требуют надежной системы защиты для предотвращения серьезных повреждений оборудования. [17, 19]

В случае отсутствия датчиков для контроля температуры масла, функция защиты от тепловой перегрузки, оборудованная двумя отдельными уровнями настройки, оказывается чрезвычайно полезной. Эта мера предохраняет изоляцию от тепловых повреждений. Кроме того, для обеспечения безопасности при повышении напряжения, рекомендуется использовать специальные защитные механизмы. В ассортимент специализированных функций также входит частотная защита, которую можно заказать дополнительно. МПУ РЗА, предназначенные для защиты трансформаторов, представляют собой устройства с расширенными функциональными возможностями.

За четыре года с момента основания в 2000 году, компания "Шнайдер электрик" совершила значительные изменения в своем производственном процессе, обновив линейку продукции. Сейчас компания готова предложить рынку новейшие устройства микропроцессорной защиты из серий Seram 20, 40, 80, отражающие современные технологические тренды.

Seram микропроцессорные релейные защиты, произведенные компанией Merlin Gerin, разработаны для защиты электрического

оборудования и трансформаторов с рабочим напряжением от 6 до 220 кВ. Они не только предохраняют оборудование от коротких замыканий и нештатных ситуаций в работе, но и предлагают расширенные функции, такие как:

- Запись и анализ операционных данных электроустановок.
- Возможность удаленного контроля и управления.
- Автоматическая адаптация параметров в соответствии с изменяющимися условиями эксплуатации.

Взаимодействие с различными системами автоматизации и контроля включает в себя:

- управление функциями;
- анализ и оценка параметров сети;
- автоматическое восстановление;
- контроль за электрооборудованием;
- анализ потребления электроэнергии;
- фиксация нештатных ситуаций через осциллограф;
- визуализация основной сети с помощью мнемосхемы (Sepam 80).

Управление устройствами упрощается благодаря применению унифицированных дополнительных модулей, которые совместимы с различными сериями устройств, а также за счет удобного ввода в эксплуатацию и обслуживания, обеспеченного русифицированным пользовательским интерфейсом. [14]

Чтобы запустить в эксплуатацию, необходимо лишь осуществить базовую настройку уже готовых функций автоматики. Внедрение цифровых технологий в защитные системы предоставляет возможности для обширной настройки параметров. Для обновления функционала старших моделей в линейке, используются методы, такие как разработка уникальной логики функционирования и добавление новых защитных опций, включая МТЗ с активацией по напряжению, что достигается через программирование с помощью редактора уравнений или ПЛК.

Для защиты маломощных силовых трансформаторов с рабочим напряжением 6 и 10 кВ применяется серия устройств 20 Seram. Эти аппараты предназначены для выполнения базовых функций защиты и автоматизации, включая использование токовых и напряженческих реле. Устройства серии обладают функцией постоянной самодиагностики и защищены от электромагнитных помех. Для внесения изменений в настройки устройства требуется специальный пароль. Экран устройств отображает как измеренные параметры, так и информацию о возникших аварийных ситуациях. Также они совместимы с множеством внешних датчиков и могут интегрироваться с высшими уровнями управления через открытые протоколы. [35, 39]

Серия устройств Seram 40 разработана с целью защиты электрического оборудования, они обладают широким спектром функций защиты, включая параметры тока и напряжения. Эти устройства могут также применяться для формирования сложных операционных логик и для учета электроэнергии.

В то время как устройства Seram серии 80 мультифункциональны и подходят для защиты трансформаторов с параметрами от 35 до 220 кВ. Они оснащены всеми необходимыми защитными функциями, способны управлять до 42 дискретными входами и 23 реле, а также обладают продвинутым редактором уравнений для создания автоматизированных систем любой сложности. Серия 80 также адаптирована для защиты вводов трансформаторов с напряжением 6 и 10 кВ.

Программное обеспечение внедряется в сменные картриджи, которые также включают пользовательские настройки и автоматические регулировки. Использование таких картриджей дает возможность легко модифицировать функциональность устройства, просто заменяя их. В случае возникновения неисправностей, базовый блок может быть быстро подменен на альтернативный. Дополнительно, для того чтобы не потерять большие объемы данных при отключении питания, предусмотрены стандартные литиевые батареи. Отдельно стоит отметить, что устройства серии 80 выделяются своим

расширенным графическим дисплеем, на котором отображаются векторные диаграммы и анимированные мнемосхемы, связанные с первичной сетью.

Продукция компании НПП «ЭКРА», направленная на защиту трансформаторов и автотрансформаторов, реализуется в форме защитных шкафов ШЭ 2607. В устройствах Seram серии 80 применён встроенный программно-логический контроллер, который симулирует электромеханическую контактно-релейную схему РЗА, облегчая тем самым процесс обучения персонала использованию новых процессорных технологий. Параметры устройств Seram задаются и отображаются в первичных величинах, что значительно упрощает задачи для оперативного и технического персонала. [36, 38]

Модель шкафа ШЭ2607 041 предназначена для обеспечения безопасности трансформаторов, работающих под напряжением до 220 кВ. В его состав входят два набора устройств. В первом наборе, основанном на микропроцессорном терминале БЭ2704V041, реализованы функции защиты основной и дополнительной систем. Этот комплект включает:

- Защиту от дифференциальных коротких замыканий в трансформаторе;
- Срабатывание при перегрузках;
- Срабатывание МТЗ для первой секции шин низкого напряжения (НН1) при запуске по напряжению.
- В случае снижения междуфазного напряжения, реле минимального напряжения для сторон ВН, СН, НН1 и НН2 активируют процесс запуска МТЗ для соответствующих уровней;
- При перегрузке, регулирование под нагрузкой блокируется благодаря действию реле тока;
- Запуск МТЗ для второй секции шин стороны НН (НН2) происходит при достижении определённого напряжения;
- Реле тока инициируют включение системы охлаждения;

- МТЗ для стороны ВН также срабатывает при достаточном напряжении;
- Токовая защита нулевой последовательности для стороны ВН вступает в действие;
- «Система мониторинга, включая датчики температуры, уровня масла и состояния цепей охлаждения, обрабатывает сигналы от защитных устройств и регулировочных преобразователей трансформатора.» [37]

Комплект 1 включает в себя функцию УРОВ ВН, работающую на основе индивидуального устройства. Также, в этом комплекте реле максимального напряжения задействовано для обратной последовательности на сторонах НН1, НН2, СН, что способствует запуску МТЗ на соответствующих сторонах. Реле минимального напряжения между фазами на сторонах НН1, НН2, СН предотвращает включение РПН. Дополнительно, предусмотрена функция универсального УРОВ, которая может быть реализована через автоматическую проверку на исправность выключателя или через механизм дублированного пуска.

В комплекте 2 используются электромеханические реле, которые отвечают за приём сигналов от ступеней газовой защиты трансформатора и РПН.

Питание для шкафных комплектов осуществляется через индивидуальные автоматические выключатели, и они функционируют с помощью двух групп отключающих реле. В случае возникновения сбоев в одном из комплектов, защитные механизмы трансформатора остаются активными. Комплект 1 контролирует процесс активации выходной группы отключающих реле и последующего отключения.

Шкаф модели ШЭ2607 042043 предназначен для обеспечения защиты автотрансформатора с максимальным напряжением 220 кВ и включает в себя три оснащенных комплекта. Первый из них занимается обеспечением первичной и вспомогательной защиты трансформатора.

В системе защиты используются следующие элементы: реле для блокирования РПН при перегрузках, обеспечивающие максимальный ток, и «дифференциальная токовая защита, предотвращающая все виды коротких замыканий внутри бака. Кроме того, имеются токовые реле, активирующие систему охлаждения, и реле минимального межфазного напряжения вместе с реле максимального напряжения обратной последовательности для запуска по напряжению МТЗ НН. Для контроля изоляции применяется реле максимального напряжения нулевой последовательности. Также в системе присутствуют УРОВ ВН и УРОВ СН.» [40, 41, 44]

В системах РУОВ ВН и РУОВ СН используется уникальный подход, который воплощен в модели ШЭ2607 041. Эти системы могут быть реализованы по двум различным схемам:

- с дублирующимся механизмом запуска;
- с функцией автоматической диагностики работы выключателя.

В каждом из этих вариантов РУОВ, процесс начинается с моментального отключения резервного выключателя, за которым следует отключение с задержкой времени, обеспечивающее формирование отключающих импульсов.

Комплект 2, оснащенный микропроцессорным терминалом БЭ2704V043, предназначен для обеспечения защиты от коротких замыканий в цепях 6-10 кВ линейного регулировочного трансформатора и шин низкого напряжения. В его функции входит дифференциальная токовая защита этих цепей. В дополнение, комплект 1 отвечает за прием и обработку сигналов от различных устройств и датчиков, включая защиту главного автотрансформатора, регулирующего под напряжением устройства автотрансформатора, линейного регулировочного трансформатора, а также датчиков температуры и уровня масла. [42]

В комплекте 2 внедрены системы защиты для цепей с напряжением 6-10 кВ, обеспечивающие защиту от разнообразных коротких замыканий через дифференциальную токовую защиту. Включены следующие элементы:

- Реле для запуска МТЗ НН1, которое активируется при определённом напряжении и подключено к секциям шин 1(2);
- Устройства для защиты от низкого напряжения секций шин НН, обозначенные как ЗМН НН1 для секций 1(2);
- Логические защитные устройства ЛЗШ 1 СШ для первой и второй секций шин НН;
- «Реле, реагирующие на минимальное междуфазное напряжение в секциях шин НН, предназначенные для МТЗ НН1 и относящиеся к секциям 1(2);
- Реле, контролирующие максимальное напряжение обратной последовательности для секций шин НН, используемые в МТЗ НН1 и МТЗ НН2.

Комплект 3, используя электромеханические реле, обеспечивает надежное отключение автотрансформатора посредством двух групп выходных реле. Эта система активируется на основе сигналов от различных уровней защиты и проводит отключение через терминал комплекта 1.» [43]. В него входит реле МТЗ НН2, активирующееся при обнаружении напряжения и подключенное к шинам 3(4). Также в систему включена защита от минимального напряжения для третьих и четвертых секций шин НН, а также реле, контролирующее минимальное междуфазное напряжение для указанных шин, что способствует дополнительной безопасности.

МПУ РЗА, разработанные НТЦ "Механотроника", специализируются на защите трансформаторов, включая ряд моделей шкафов резервной защиты, таких как ШЭ2607 071071, ШЭ2607 072071 и ШЭ2607 072072. Эти устройства питаются от постоянного тока через автоматические выключатели, что обеспечивает эффективную защиту автотрансформатора при возникновении сбоев в любом из комплектов. К функциям БМРЗ-ТР относится трехступенчатая МТЗ, что дополнительно усиливает надежность системы.

БМРЗ-ТР-ВН представляет собой цифровое устройство, способное выполнять комплексные функции в сфере релейной защиты и мониторинга.

Основные его задачи включают в себя самостоятельное диагностирование и измерение различных параметров электрической сети. Кроме того, устройство способно фиксировать и хранить данные об инцидентах и аварийных ситуациях, что позволяет проводить анализ и предотвращение подобных случаев в будущем. В его функционал также входит автоматизированное осциллографирование, которое занимается регистрацией процессов, происходящих во время аварий. Блок релейной защиты также обладает возможностью учета импульсов, поступающих от счетчиков активной и реактивной энергии, что обеспечивает технический учет. Отдельно стоит отметить функцию защиты от несимметрии и обрыва фаз питающего фидера, которая включает в себя мониторинг тока обратной последовательности (ЗОФ). [16, 18]

Данный блок обладает множеством функций, в числе которых:

- трехуровневая защита от токовых перегрузок, активируемая напряжением;
- двухуровневая защита для токов нулевой последовательности;
- предотвращение фазового короткого замыкания и перегрузок;
- мониторинг состояния цепей напряжения;
- реализация команд аварийной остановки;
- меры защиты и управления для трансформаторов с различными напряжениями, включая 110/35/10(6) кВ или 10(6)/0,4 кВ, а также дополнительные защитные меры для трансформаторов 110-220 кВ, выступающие как резервные.

«Блок БМРЗ-ТР-ВН используется как дополнительное средство защиты для двухобмоточных и разделённых обмоток НН трансформаторов от коротких замыканий извне. Он устанавливается на высоковольтной стороне трансформатора и подходит для работы с устройствами, где напряжение может достигать до 220 кВ.» [19, 27]. Этот блок может быть интегрирован в различные системы защиты трансформаторов, включая основные и автоматические устройства, которые могут быть основаны на

электромеханических, аналоговых или цифровых компонентах от разных производителей. Он контролирует систему охлаждения, выключатель, отделитель и короткозамыкатель трансформатора, а также оснащён УРОВ.

«Блок БМРЗ-ТД-2х был создан для защиты трансформаторов с двумя обмотками и трансформаторов с разделённой нижней обмоткой. Он обладает целым набором функций, в том числе чувствительной дифференциальной защитой, реализацией сигналов аварийной защиты, управлением до шести выключателей» [20, 21, 27], а также функцией отсечки тока на высоковольтной стороне и возможностью управления через отделитель. Особенностью блока является его применение в системах защиты трансформаторов различной мощности, работающих при напряжениях до 220 кВ. В его конструкции гармонично сочетаются проверенные методы дифференциальной защиты с инновационными решениями, которые повышают защиту от переходных процессов и внешних коротких замыканий.

Современные достижения в области дифференциальной защиты основываются на интеграции высокотехнологичных решений и цифровизации. Это позволяет достичь нового уровня эффективности благодаря следующим факторам:

- Внедрение инновационных алгоритмов для балансировки токов в ветвях;
- Автоматизация отслеживания изменений в регулирующем положении нейтрали трансформатора;
- Повышенная скорость отклика системы;
- Обеспечение стабильности и способности адаптации при аварийных ситуациях, таких как короткие замыкания;
- Разработка удобных опций для настройки системы.

Модернизация дифференциальной защиты благодаря новым технологиям повысила её эффективность и надёжность, что критично для современной электроэнергетики. Многофункциональный шкаф ШЗТ-МТ создан для того, чтобы гарантировать безопасность и оптимальную работу

системы трансформации электроэнергии. Этот шкаф выполняет следующие функции:

- Контроль и защита понижающих двухобмоточных трансформаторов, в том числе и тех, которые имеют расщепленную обмотку НН, с напряжением на стороне ВН до 220 кВ и мощностью до 80 МВ·А;

При этом основной акцент сделан на поддержание стабильности параметров в различных условиях.

Этот шкаф обладает комплексными функциями для мониторинга и поддержки оборудования, гарантируя его эффективную работу. Включает в себя систему для контроля за состоянием выключателей, их активных защитных систем и текущим расположением механизмов РПН. Также имеется ручное и автоматическое управление устройством РПН, а также автоматическое регулирование охлаждения. В дополнение, шкаф оснащен устройством для корректировки пониженного напряжения и системами сигнализации для оповещения о газовых, дуговых и других потенциальных угрозах. [22, 25]

С помощью описанной РЗА возможно выполнение следующих функций:

- Ведется учет событий и аварий, в том числе режимов запуска;
- Производится контроль за электрическими параметрами, такими как ток и напряжение на высоком и низком напряжении, а также за мощностью и частотой.

«В список систем защиты и автоматики входят:

- Максимальная токовая защита для высокого и низкого напряжения с активацией от напряжения;
- Защита от замыканий на землю с функцией задержки;
- Дифференциальное отключение по току;
- Дистанционные защитные меры для высокого и низкого напряжения;
- Отключение по току;
- Защита от напряжений нулевой последовательности;

- Защита от однофазных замыканий на землю;
- Защита от коротких замыканий;
- Защита от междуфазных замыканий.

В начале 21-го века, ЗАО "РАДИУС Автоматика" начало выпуск новых микропроцессорных терминалов "Сириус-УВ", "Сириус-Т" и "Сириус-ТЗ" для защиты силовых трансформаторов высокого напряжения (35-110 кВ).» [23, 24, 25]. Эти устройства, способные функционировать самостоятельно, также могут интегрироваться с другими цифровыми и традиционными электромеханическими системами защиты. Для достижения максимальной безопасности силовых трансформаторов, рекомендуется применение комплексного подхода в установке защитных систем.

Для обеспечения оптимальной работы трансформаторов, экономический аспект вносит вклад в принцип резервирования в предложенной конфигурации защитного комплекса. В терминале "Сириус-Т" достигается полная селективность защит, как основных, так и резервных, в отличие от терминала "Сириус-УВ", где используется защита с относительной селективностью. В обоих устройствах терминалов происходит разделение функций по разным категориям: цепям тока трансформаторов, источникам энергии, управлению на постоянном токе и дискретным входам и выходам. Кроме того, в каждом из терминалов имеют место дублирующие функции защиты и автоматики, включая ступени МТЗ ВН и сигналы отключения от внешних источников защиты. [26, 30]

Терминал "Сириус-Т" (иногда обозначаемый как "Сириус-ТЗ") оснащен двойной системой защиты трансформатора, включая ступени замещения МТЗ на высшей стороне и комбинированный запуск по напряжению, что соответствует защитным функциям терминала "Сириус-УВ". Важность этих терминалов заключается в их роли в улучшении защиты трансформаторных комплексов. Благодаря микропроцессорной технологии, терминалы наращивают эффективность защиты, внедряя новые алгоритмы и методы. Особое внимание уделяется дифференциальной защите трансформаторов

(ДЗТ), требующей высокой чувствительности и оперативности в сложных условиях, как, например, при использовании трансформаторов с реакторами. В этих случаях используется подменная МТЗ НН, служащая резервной защитой для реактора.

В терминалах «Сириус-Т» и «Си-риус-ТЗ» внедрены передовые технологии защиты и управления. Они включают в себя использование цифровой технологии для сбора данных токовых цепей, что обеспечивает дифференциальную защиту. Особое внимание уделяется методам компенсации влияния регулируемых под нагрузкой отпаяк на баланс токов, что критично для различных сторон силового трансформатора. Для предотвращения ложных срабатываний защиты при возникновении бросков тока намагничивания применяется блокировка, основанная на анализе относительного значения тока второй гармоники. Кроме того, разработан специальный алгоритм, который позволяет снимать блокировку по второй гармонике в случаях, когда это вызвано насыщением трансформаторов тока.

Устройство "Сириус-Т" (или "Сириус-ТЗ") обладает функцией защиты от короткого замыкания снаружи, реализуемой через процентное торможение протекающего тока. В рамках данного устройства реализованы различные методы защиты, включая:"

- Дифференциальную защиту с возможностью быстрого отключения, которая учитывает текущие и мгновенные значения дифференциального тока.
- Защиту дифференциальным током с возможностью настройки параметров в диапазоне от 0.3 до 1.0, которая также предусматривает торможение протекающего тока и защиту от пиков тока при намагничивании.
- Двухуровневую защиту от основных токов, активируемую по напряжению. [28, 31]

«В устройствах "Сириус-ТЗ" уникально реализована возможность управления как индивидуальными, так и групповыми реле отключения, что

совместимо с использованием разных временных настроек при активации по напряжению для МТЗ СН и МТЗ НН. Устройства оснащены защитой повышения (ЗП) на обеих сторонах напряжения, что позволяет активировать сигнализацию при необходимости. Терминалы "Сириус-УВ" и "Сириус-Т" обеспечивают более простую настройку и эксплуатацию по сравнению с традиционными защитами трансформаторов, которые основаны на электромеханике и микроэлектронике.

Применение стандартной схемы подключения по цепям тока (в конфигурации звезда) упрощает использование терминалов независимо от способа соединения обмоток силового трансформатора и не требует дополнительных токов для любого режима заземления нейтрали.» [25, 29]

В современных терминалах используются два независимых канала связи, что обеспечивает их интеграцию в SCADA системы на уровне нижестоящих функций. Встроенный режим "Контроль" активно демонстрирует на индикаторе как текущие, так и вычисленные значения различных сигналов, облегчая процесс настройки и диагностики защитных ступеней. В устройствах автоматически корректируется фазовый сдвиг и устраняется ток нулевой последовательности в высоковольтных ступенях МТЗ, благодаря чему повышается их эффективность и надежность.

"Сириус-УВ", "Сириус-Т" и "Сириус-ТЗ" являются передовыми устройствами, которые доказали свою эффективность и надежность в системах РЗА для силовых трансформаторов. Их использование значительно повышает качество и производительность работы оборудования. Эти терминалы признаны одними из самых современных на рынке. [30]

Выводы по первому разделу:

В завершении первой главы, рассматривая внедрение современных электронных систем и цифровых технологий в сферу дифференциальной защиты, мы отмечаем ряд значительных усовершенствований. Эти улучшения включают в себя разработку новых алгоритмов для балансировки токов в разнообразных электрических цепях, внедрение системы автоматического

контроля за актуальным состоянием РПН трансформаторов, повышение общей производительности и скорости отклика системы, а также усиленную стабильность и адаптивность к изменениям в режимах работы, включая сильное насыщение измерительных трансформаторов и резкие скачки тока намагничивания.

Использование микропроцессорных систем в релейной защите обеспечивает значительные экономические преимущества, включая снижение затрат на обслуживание и минимизацию убытков, связанных с неэффективным использованием электроэнергии. Эти устройства превосходят аналоговые электромеханические и электронные системы благодаря таким функциям, как автономная диагностика и автоматическое логирование данных о работе и нештатных ситуациях. Микропроцессорные устройства также отличаются простотой настройки и высокой надежностью в работе.

Автоматизированные системы управления, установленные на электростанциях и подстанциях, обеспечивают не только финансовые преимущества, но и улучшают организацию труда. Эти системы, базирующиеся на устройствах РЗА, сокращают затраты на строительство и монтаж, а также уменьшают габариты оборудования. Кроме того, они повышают контроль над оборудованием и ускоряют процесс обнаружения коротких замыканий, снижая количество ступеней селективности, что ведет к более эффективному использованию ресурсов.

Чтобы сократить необходимость в запасных частях, используются унифицированные технические решения и стандартные модули. Снижение расходов достигается за счет уменьшения затрат на компоненты и кабели, что способствует завершению производства на заводе. Точность настройки устройств РЗА повышается благодаря возможностям увеличения точности их расчетов. Процесс настройки упрощается с помощью специально разработанных инструментов. Интеграция устройств от таких компаний, как ООО «АББ Автоматизация», «Сименс» из Германии, «Шнайдер электрик» из Франции, а также российских НПП «ЭКРА», НТЦ «Механотроника» и НПФ

«РАДИУС», способствует внедрению. Благодаря наличию свободных логических элементов появляется возможность добавления новых функций в устройства.

Российские устройства защиты, используемые в секторе энергетики, не уступают качеством западным моделям и отличаются высоким уровнем надежности, соответствуя жестким стандартам. Такие устройства как «Сириус-УВ», «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ» являются передовыми терминалами для системы РЗА силовых трансформаторов.

Применение данных устройств позволяет не только диагностировать работу самого устройства РЗА, но и оценить состояние первичного оборудования. Кроме того, они способствуют уменьшению потребления электроэнергии в цепях оперативного постоянного тока и напряжения. Важной особенностью является также упрощенный процесс определения причин аварий благодаря функции регистрации и записи данных о аварийных процессах.

Применение данных устройств способствует значительному улучшению эффективности и повышению надежности системы РЗА.

2 Расчет релейной защиты рассматриваемого объекта

2.1 Анализ исходных данных

«Исходные данные по схеме электроснабжения (рисунок 2) приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Исходные данные по схеме электроснабжения

Параметр	Значение
Мощность КЗ в т.К1, МВА	950
Напряжение системы, кВ	115
Синхронные двигатели 6(10) кВ, кВт	2500
Трансформатор электродуговой печи, кВА	2000
Кабельная линия ГПП-РП1 ААБ-(3х240), км	1,5
Мощность трансформаторов ГПП, МВА	25
Расстояние от п/ст до ГПП завода, км	15
Напряжение на сборных шинах ГПП, кВ	10,5
Мощность цеховых трансформаторов, кВА	1000
Напряжение вторичное цеховых подстанций, кВ	0,4
Асинхронные двигатели, АД1/АД2, кВт	11/110
Трансформатор КПП 10 кВ, кВА	1250
Конденсаторная батарея ККУ, кВар	1000

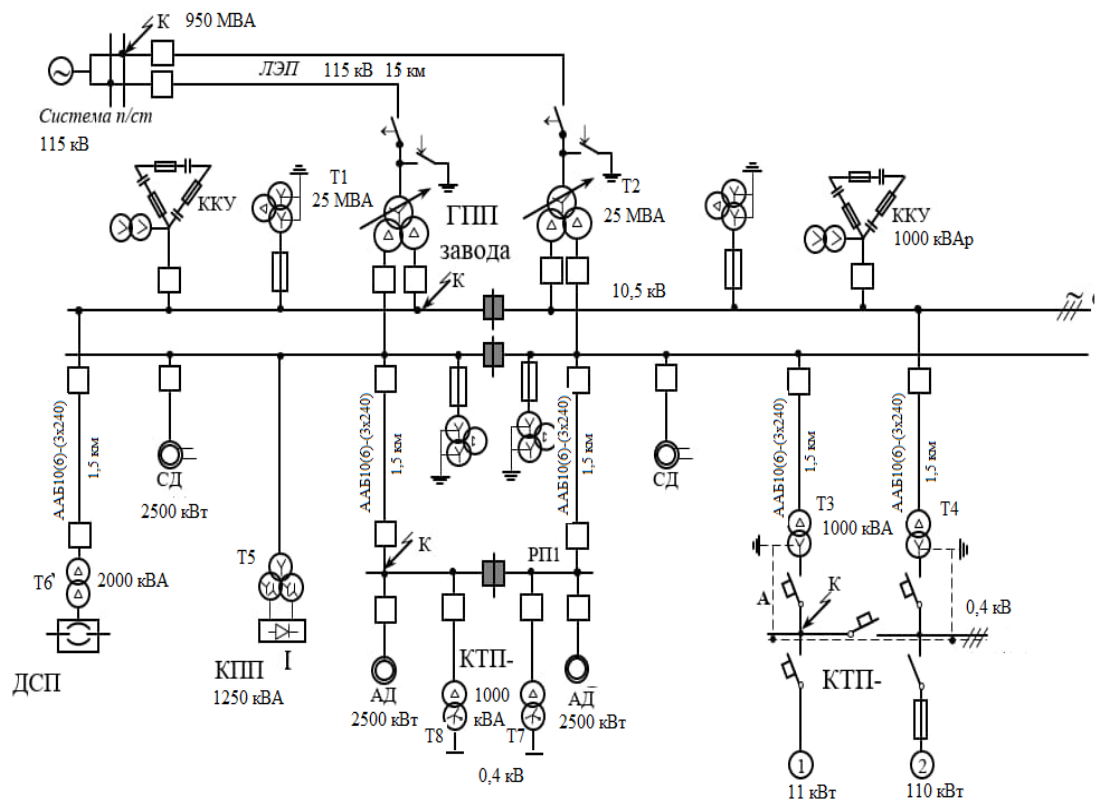


Рисунок 2 - Схема электроснабжения» [22]

2.2 Расчет параметров режима проектируемой подстанции

Расчет токов короткого замыкания

«Примем базисное напряжение $U_6=115$ кВ, а расчет будет проводиться в именованных единицах.

Формулы расчета параметров схемы замещения:

а) Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{кз}^{(3)}}, \quad (1)$$

где U_6 – базисное напряжение, кВ;

$S_{кз}^{(3)}$ – мощность 3-х фазного КЗ на шинах питающего напряжения, МВА.» [5, 31]

«б) сопротивление линии:

$$x_l = x_0 \cdot L, \quad (2)$$

где $x_{уд}$ – индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

L – длина линии, км.» [5, 31]

«в) сопротивление трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$X_{*_{вн}} = \frac{U_{\kappa(в-н)}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_m} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \quad (3)$$

$$X_{*_{нн}} = \frac{U_{\kappa(в-н)}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_m} \cdot \frac{K_p}{2} \quad (4)$$

где $U_{\kappa(в-н)\%}$ – напряжение к.з. трансформатора, %;

S_T – мощность трансформатора, МВА;

K_p – коэффициент расщепления.» [5, 31]

$$K_p = \frac{U_{\kappa(н-н)}}{U_{\kappa(в-н)}} = \frac{30}{10,5} = 2,857$$

«г) сопротивление трансформатора:

$$x_m = \frac{u_{\kappa}}{100\%} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_m} \quad (5)$$

где $U_{\kappa\%}$ – напряжение к.з. трансформатора, %.

Параметры схемы замещения:» [5, 32]

$$x_c = \frac{U_H^2}{S_{\kappa.з.}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{950 \cdot 10^6} = 13,92 \text{ Ом};$$

$$x_{ЛЭП1} = x_{ЛЭП2} = 0,4 \cdot 15 \cdot \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 6 \text{ Ом};$$

$$x_{ГПП-ПП11} = x_{ГПП-ПП12} = \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 \cdot 0,075 \cdot 1,5 = 13,5 \text{ Ом};$$

$$r_{ГПП-ПП11} = r_{ГПП-ПП12} = \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 \cdot 0,129 \cdot 1,5 = 23,2 \text{ Ом};$$

$$x_{TB1} = x_{TB2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} \cdot \left(1 - \frac{2,857}{4} \right) = 15,87 \text{ Ом};$$

$$x_{TH1} = x_{TH2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} \cdot \frac{2,857}{2} = 79,34 \text{ Ом};$$

$$x_{m3} = x_{m4} = x_{m7} = x_{m8} = \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(10,5)^2}{1} = 727,38 \text{ Ом};$$

$$x_{m6} = \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(10,5)^2}{2} = 363,69 \text{ Ом};$$

$$x_{m5,B} = \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 \cdot 0,125 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(10,5)^2}{1,25} = 72,74 \text{ Ом};$$

$$x_{m5.1,H} = x_{m5.2,H} = \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 \cdot 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(10,5)^2}{1,25} = 1944,1 \text{ Ом};$$

Схема замещения представлена на рисунке 3.

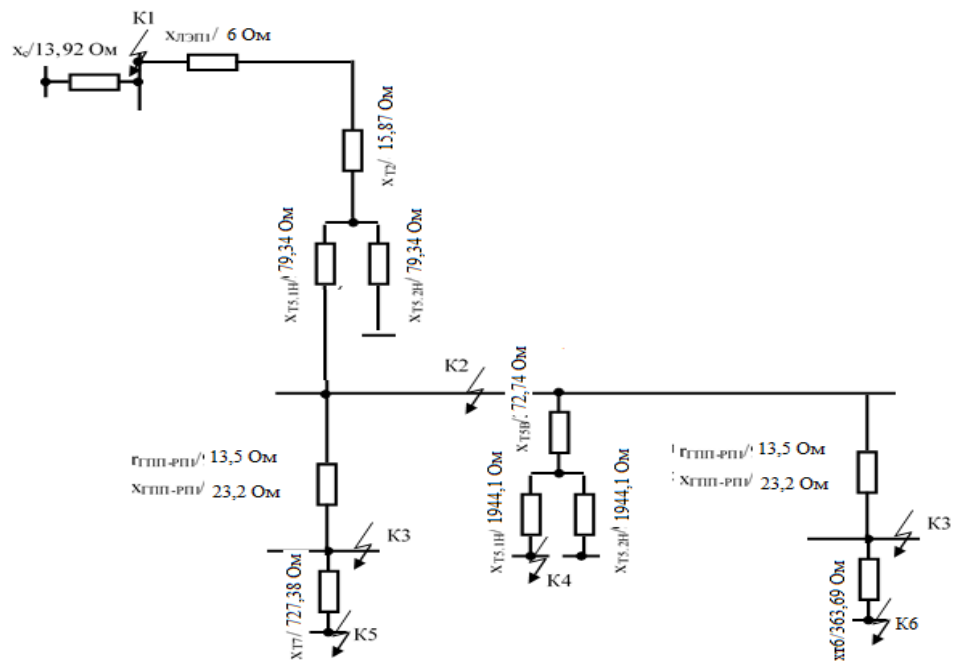


Рисунок 3 – Схема замещения к расчету токов КЗ

«Ток трехфазного к.з. рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_0}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}, \quad (6)$$

где z_{Σ} - суммарное сопротивление сложной схемы до точки к.з.

Для точек, указанных на схеме замещения получим следующие токи трехфазного к.з.:» [5, 32]

«Короткое замыкание в точке К1:

$$I_{к.з.(K1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,92} = 4,77 \text{ кА};$$

Короткое замыкание в точке К2:

$$I_{к.з.(K2)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (13,92 + 6 + 15,87 + 79,34)} = 0,58 \text{ кА};$$

Короткое замыкание в точке К3:

$$I_{к.з.(K3)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(13,92 + 6 + 15,87 + 79,34 + 23,2)^2 + (13,5)^2}} = 0,48 \text{ кА}$$

Короткое замыкание в точке К4:

$$I_{к.з.(K4)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(13,92 + 6 + 15,87 + 79,34 + 72,74 + 1944,1)^2 + (13,5)^2}} = 0,031 \text{ кА} ;$$

Короткое замыкание в точке К5

$$I_{к.з.(K5)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(13,92 + 6 + 15,87 + 79,34 + 23,2 + 727,38)^2 + (13,5)^2}} = 0,077 \text{ кА}$$

Короткое замыкание в точке К6» [5]

$$I_{к.з.(K6)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(13,92 + 6 + 15,87 + 79,34 + 23,2 + 363,69)^2 + (13,5)^2}} = 0,132 \text{ кА}$$

«Ток двухфазного к.з. рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} , \quad (7)$$

где x_{Σ} - суммарное сопротивление системы до точки к.з

Расчет токов двухфазного к.з. производим для минимального режима работы.

Короткое замыкание в точке К1:

$$I_{\kappa.з.(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,77 = 4,13 \text{ кА}$$

Короткое замыкание в точке К2:

$$I_{\kappa.з.(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,58 = 0,502 \text{ кА};$$

Короткое замыкание в точке К3:

$$I_{\kappa.з.(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,48 = 0,42 \text{ кА};$$

Короткое замыкание в точке К4:

$$I_{\kappa.з.(K4)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,031 = 0,027 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К5

$$I_{\kappa.з.(K5)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,077 = 0,067 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К6» [5]

$$I_{\kappa.з.(K6)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,132 = 0,114 \text{ кА.}$$

«Расчет параметров элементов для токов нулевой последовательности

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_n^2}{S_{к.з.}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{950 \cdot 10^6} = 13,92 \text{ Ом};$$

Сопротивление линий:

$$x_{0ЛЭП1} = x_{0ЛЭП2} = 3 \cdot 6 = 18 \text{ Ом};$$

$$x_{m1} = x_{m2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115)^2}{16} = 86,79 \text{ Ом};$$

Схема замещения для токов нулевой последовательности представлена на рисунке 4.» [5]

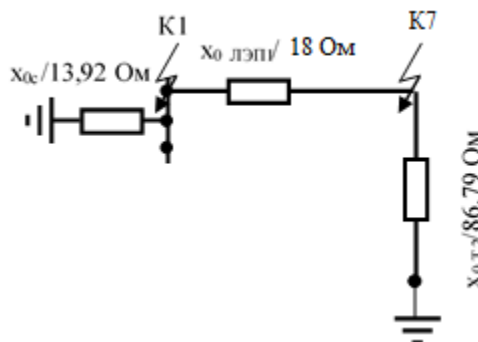


Рисунок 4 – Схема замещения для токов нулевой последовательности

«Формула расчета тройного тока нулевой последовательности однофазного к.з.:

$$3I_0^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (8)$$

где $x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{3\Sigma}$ - суммарные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно.» [5]

«Короткое замыкание в точке К1:

$$x_{0\Sigma(K1)} = (x_{0ЛЭП1} + x_{0m1}) \parallel x_{0c} = \frac{13,92 \cdot (18 + 86,79)}{13,92 + 18 + 86,79} = 12,29 \text{ Ом},$$

$$I_{0(K1)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115}{12,29 + 13,92 \cdot 2} = 5 \text{ кА}$$

Короткое замыкание в точке К7» [5]

$$x_{0\Sigma(K6)} = (x_{0c} + x_{0ЛЭП1}) \parallel (x_{0T1}) = \frac{(13,92 + 18) \cdot 86,79}{13,92 + 18 + 86,79} = 23,38 \text{ Ом}$$

$$I_{0(K7)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115}{23,38 + 31,92 \cdot 2} = 2,28 \text{ кА}$$

«Ток двухфазного к.з. на землю рассчитывается по следующей формуле:

$$3I_0^{(1,1)} = 3I_0^{(1)} \cdot \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2 \cdot x_0 + x_1}, \quad (9)$$

где x_1 , x_0 – суммарные сопротивления прямой и нулевой последовательности до точки к.з.

Короткое замыкание в точке К1:

$$3I_{0(K1)}^{(1,1)} = 5 \cdot \frac{2 \cdot 13,92 + 12,29}{2 \cdot 12,29 + 13,92} = 5,23 \text{ кА};$$

Короткое замыкание в точке К7

$$3I_{0(K7)}^{(1,1)} = 2,28 \cdot \frac{2 \cdot 31,92 + 23,38}{2 \cdot 23,38 + 31,92} = 2,53 \text{ кА};$$

Сводная таблица расчетных токов к.з. приведена в таблице 2.» [5]

Таблица 2 - Сводная таблица расчетных токов к.з.

Виды к.з.	Точки коротких замыканий						
	K1	K2	K3	K4	K5	K6	
$I_{к.з.мах(в)}^{(3)}, \text{кА}$	4,77	0,58	0,48	0,031	0,077	0,132	-
$I_{к.з.мах(н)}^{(3)}, \text{кА}$	-	12,1	11,68	7,48	1,13	0,93	-
$I_{к.з.мин(в)}^{(2)}, \text{кА}$	4,13	0,502	0,42	0,027	0,067	0,114	-
$I_{к.з.мин(н)}^{(2)}, \text{кА}$	-	10,5	10	6,57	0,99	0,8	-
$I_{к.з.мах(в)}^{(1)}, \text{кА}$	5	-	-	-	-	-	2,28
$I_{к.з.мах(в)}^{(1,1)}, \text{кА}$	5,23	-	-	-	-	-	2,58

Расчет рабочих токов

«Расчет рабочих токов на нагрузках и трансформаторах

Ток, потребляемый нагрузкой, определяется:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos \phi}, \quad (10)$$

где P_n – мощность нагрузки, МВт;

$\cos \phi$ - коэффициент мощности нагрузки.

$$I_{\text{раб.мах АД1}} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,87} = 18,27 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.мах АД2}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,87} = 182,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.мах Т3,4}} = (I_{\text{раб.мах АД1}} + I_{\text{раб.мах АД2}}) / k_{\text{мп}} = (18,27 + 182,7) / 2 \cdot 15,75 = 6,38 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.мах АД3}} = I_{\text{раб.мах АД4}} = I_{\text{раб.мах СД1}} = I_{\text{раб.мах СД2}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 152,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.мах Т6}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 110,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс} T5} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 68,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс} CД1} = I_{\text{раб.макс} CД2} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 152,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс} T8} = I_{\text{раб.макс} T7} = \frac{1000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,54 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс} ККУ1} = I_{\text{раб.макс} ККУ2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,1 \text{ А}.$$

Расчет рабочих токов линий

ГПП-РП1:

$$I_{\text{раб.макс ГПП-РП1}} = 2 \cdot I_{\text{раб.макс АД1}} + 2 \cdot I_{\text{раб.макс} T8} = 2 \cdot 152,9 + 2 \cdot 38,54 = 382,88 \text{ А};$$

Система-ГПП:

$$I_{\text{раб.макс Система-ГПП}} = (I_{\text{раб.макс ГПП-РП1}} + I_{\text{раб.макс} T3} + 2 \cdot I_{\text{раб.макс АД3}} + I_{\text{раб.макс} T6} + I_{\text{раб.макс} T5} - 2 \cdot I_{\text{раб.макс} ККУ}) / k_{\text{тр}} = (382,88 + 6,38 + 2 \cdot 152,9 + 110,1 + 68,8 - 2 \cdot 55,1) / 18,25 = 41,85 \text{ А}$$

Номинальные токи трансформаторов

Трансформатор Т1,Т2:

$$I_{\text{ном.Т1}} = I_{\text{ном.Т2}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,66 \text{ А};$$

Трансформатор Т5:

$$I_{\text{ном.Т5}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 68,8 \text{ А};$$

Трансформатор Т8, Т7:» [12, 33]

$$I_{ном.Т8} = I_{ном.Т7} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,1 \text{ А.}$$

2.3 Расчет релейной защиты и автоматики

Защита силового трансформатора ГПП Т1

«Дан трансформатор ТРДН-25000/110.

$S_{ном}=25 \text{ МВА}$; $U_{ВН}=115 \text{ кВ}$; $U_{НН}=10,5 \text{ кВ}$; $P_{xx}=26 \text{ кВт}$; $P_{к.з.}=120 \text{ кВт}$;

$U_k=10,5\%$; $I_{xx}=0,65\%$.

В пределах ВН трансформатора происходит встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали, которое может колебаться в пределах 16% от номинального значения. Максимальный ток внешнего к.з., проходящий через защищаемый трансформатор, определяется в максимальном режиме при трехфазном коротком замыкании на шинах 10,5 кВ с использованием схемы замещения (рис. 4а.). Предполагается, что РПН находится в крайнем положении, соответствующем данной ситуации.

$(U_{-p0})=115-115 \cdot 0,16=96,6 \text{ кВ}$. Тогда:

$$x_{TP} = \frac{9,59\% \cdot 96,6^2}{100 \cdot 16} = 55,93 \text{ Ом}$$

$$I_{кз \max}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (55,93 + 19,92)} = 880,6 \text{ А}$$

При минимальном режиме на шинах 11 кВ, минимально возможный ток внешнего к.з., который проходит через защищаемый трансформатор, определяется на основе схемы замещения (рис. 4б) и соответствует двухфазному короткому замыканию. Предполагается, что РПН, находясь в

другом крайнем положении, соответствует максимально допустимому напряжению 126 кВ.

Тогда:

$$x_{TP} = \frac{11,46\% \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 113,71 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз min}}^{(2)} = \frac{0,866 \cdot 126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (113,71 + 19,92)} = 476,7 \text{ А}$$

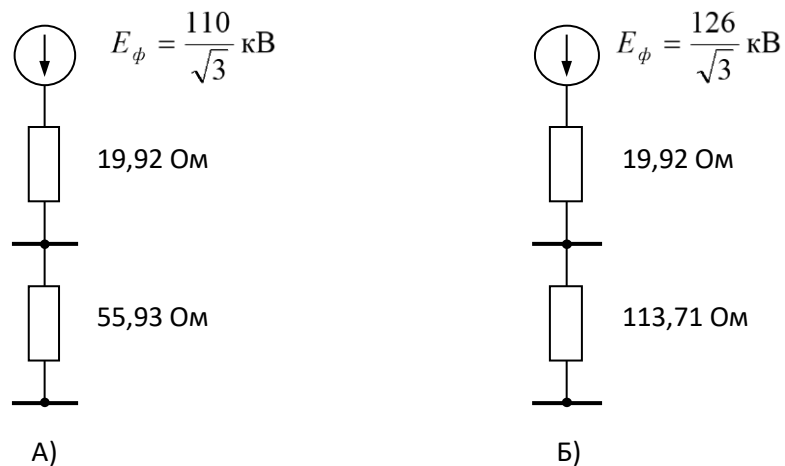


Рисунок 4 – Схема замещения в максимальном (а) и минимальном (б) режимах» [22, 34]

Расчет параметров дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11

«Определение первичных токов для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующих его номинальной мощности.

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

где $I_{\text{ном}}$ – первичный номинальный ток трансформатора, А;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВТ» [10]

«Ток на стороне ВН:

$$I_{ном(ВН)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,66 \text{ А};$$

Ток на стороне НН:

$$I_{ном(НН)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376,27 \text{ А};$$

При выборе схем соединения вторичных обмоток трансформаторов тока ТА, для защиты силового трансформатора, учитываются различные варианты соединения обмоток. На стороне ВН ТА они могут быть соединены в треугольник, а на стороне НН – в форму неполной звезды. Два реле ДЗТ-11 устанавливаются для обеспечения работы дифференциальной цепи.

Расчетные коэффициенты трансформации ТА определяются по формуле:

$$K_{1расч} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{I_{ном(ТА)}}, \quad (12)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы;

$K_{сх}=1$ – для схем соединения обмоток ТА в Y.

$K_{сх}=\sqrt{3}$ – для схемы соединения обмоток ТА в Δ.

$I_{ном(ТА)}$ – номинальный вторичный ток ТА, равный 5 А.» [10]

«Тогда на стороне ВН:

$$K_{1расч\Delta} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{I_{ном(ТА)}} = \frac{125,66 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{217,41}{5}$$

Округляя до стандартного значения, можно выбрать ТА с $K_{1\Delta}=250/5$.

На стороне НН:

$$K_{1расч} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{I_{ном(ТА)}} = \frac{1376,27 \cdot 1}{5} = \frac{1376,7}{5}$$

Примем ТА с коэффициентом $K_{1Y}=1500/5$.

Расчет вторичных токов в плечах защиты

$$I_{НОМ.В.} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТА}} \quad (13)$$

На стороне ВН, где обмотки ТА соединены в Δ :

$$I_{НОМ.В.\Delta} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТА}} = \frac{125,66 \cdot \sqrt{3}}{250 / 5} = 4,34 \text{ кА}$$

На стороне НН, где обмотки ТА соединены в Y:

$$I_{НОМ.В.Y} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТА}} = \frac{1376,7 \cdot 1}{1500 / 5} = 4,59 \text{ кА}$$

Результаты вышеизложенных расчетов приведены в таблице 4.» [10]

«Таблица 4 - Результаты расчетов дифференциальной защиты

Параметры	Обозначение и метод определения	Числовые значения на сторонах	
		110 кВ	10,5 кВ
Максимальное значение тока в обмотках трансформатора при внешнем трехфазном к.з., А	$I_{кз\max}^{(3)}$	880,6	-
Минимальное значение тока в обмотках трансформатора при внешнем двухфазном к.з., А	$I_{кз\min}^{(3)}$	476,7	-
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	125,66	1376,7
Схема соединения вторичных обмоток ТА		Δ	Y
Коэффициент схемы включения реле защиты	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{1расч} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{I_{ном(ТА)}}$	217,41/5	1376,7/5
Принятый коэффициент трансформации ТА	K_1	250/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{ном.В.} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТА}}$	4,34	4,59

Для подключения тормозной обмотки реле ДЗТ-11 к трансформаторам тока выбирается сторона, соответствующая стороне низшего напряжения (ведомая сторона) для двухобмоточных понижающих трансформаторов. Использование тормозной обмотки позволяет избежать необходимости настраивать защиту от токов небаланса в случае наличия торможения при внешних коротких замыканиях, так как торможение обеспечивает отключение защиты. В случае двухобмоточных трансформаторов эффект торможения возникает при любом внешнем коротком замыкании, и минимальное значение тока срабатывания определяется только условием от броска намагничивающего тока.

$$I_{сз\min} = K \cdot I_{ном}, \quad (14)$$

где $K=1,2 \div 1,5$

$I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН.» [10]

«Тогда для рассматриваемого примера, принимая $K=1,25$ получим:

$$I_{сзmin}=K \cdot I_{ном}=1,25 \cdot 125,66=157,1 \text{ А};$$

Путем применения принципа включения большого вторичного тока ТА к обмотке реле в релейной защите и автоматике, можно установить его в качестве основного плеча, особенно в том случае, если оно находится на стороне НН. Затем мы проведем расчет тока срабатывания реле для основной стороны.

$$I_{срОСН} = \frac{I_{сзmin} \cdot K_{сх} \cdot K_m}{K_{1.осн}} = \frac{157,1 \cdot 1 \cdot 115}{1500 / 5 \cdot 10,5} = 5,74 \text{ А}, \quad (15)$$

где $K_{сх}=1$ (ТА на стороне НН соединены в Y);

$K_t=115/10,5$ – коэффициент трансформации трансформатора.

Расчетное число витков рабочих обмоток насыщающегося трансформатора (НТТ) для основной стороны определяется из выражения:

$$W_{осн.р} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{5,74} = 17,4, \quad (16)$$

где $F_{с.р.}=100$ – МДС срабатывания реле ДЗТ-11.

При выборе количества витков для округления до целого значения $W_p=17$, можно вычислить ток срабатывания защиты, соответствующий этому числу витков и приведенный к стороне 110 кВ, используя следующую формулу.» [10]

$$I_{с.з.} = \frac{F_{с.р.} \cdot K_{1.осн}}{K_{сх} \cdot K_m \cdot W_p} = \frac{100 \cdot 1500 \cdot 10,5}{1 \cdot 5 \cdot 115 \cdot 17} = 161,1 \text{ А}; \quad (17)$$

«Для обеспечения баланса в релейной защите и автоматике на не основной стороне трансформатора (110 кВ) расчетное число витков НТТ реле определяется. Обратим внимание на то, что на стороне ВН ток в плече имеет меньшее значение, поэтому требуется использовать уравнильные обмотки.

$$I_{ном.В.Δ} \cdot (W_p + W_{yp}) = W_p \cdot I_{ном.В.Y} \quad (18)$$

Отсюда
$$W_p + W_y = W_p \cdot \frac{I_{ном.В.Y}}{I_{ном.В.Δ}},$$

где $I_{ном.В.Y}=4,34$ А – ток основного плеча.

$I_{ном.В.Δ}=4,59$ А – ток неосновного плеча.

Тогда:

$$W_p + W_{yp} = 17 \cdot \frac{4,34}{4,59} = 16,77 \text{ витков.}$$

Для определения количества витков тормозной обмотки необходимо вычислить максимальный первичный ток небаланса при трехфазном коротком замыкании на стороне высокого напряжения трансформатора, приведенный к расчетному значению (110 кВ). Необходимо помнить, что в уравнильную обмотку добавлять дополнительные витки не требуется.» [10]

«Для расчета тока небаланса используем специальную формулу.

$$I_{нб.расч.МАХ} = \left[K_n \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U\%}{100} + \left| \frac{W_{рас} - W}{W_{рас}} \right| \right] \cdot I_{кз\max}^{(3)}, \quad (19)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую в токе короткого замыкания, для реле с НТТ его рекомендуется брать равным 1;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент, учитывающий одностипность ТА, обычно берется в защитах силовых трансформаторов равным 1;

$\varepsilon=0,1$ – относительная величина полной погрешности ТА;

$\Delta U\%$ – значение в % половины суммарного диапазона регулирования напряжения трансформатора;

$W_{\text{рас}} = W_p + W_{yp}$ – расчетное число витков обмоток НТТ на не основной стороне;

$I_{\text{кз(мах)}}^{(3)}$ – максимальное значение тока внешнего к.з.

В данном случае:

$$I_{\text{нб.расч.МАХ}} = \left[1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16\%}{100} + \left| \frac{16,07 - 17}{16,07} \right| \right] \cdot 880,6 = 274 \text{ А}$$

Расчетное число витков тормозной обмотки определяется из выражения:

$$W_{\text{т.расч.мах}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.мах}} \cdot W}{\text{tg} \alpha \cdot I_m} = \frac{1,5 \cdot 274 \cdot 17}{0,75 \cdot 880,6} = 10,57 \text{ витков}$$

где $K_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточность настройки;

W – число витков обмотки НТТ на стороне, в плечо которой включена тормозная обмотка. При этом учитывается принятое число витков, если рассматриваемая сторона является неосновной. При анализе данной ситуации необходимо учитывать активацию тормозной обмотки в области 10,5 кВ на плече трансформатора тока. Согласно предшествующим рассуждениям, этот участок рассматривался как основной, что объясняет количество витков рабочих обмоток НТТ, равное 17.

$\operatorname{tg}\alpha$ - тангенс угла наклона касательной, определяющей крутизну тормозной характеристики. Для реле ДЗТ-11 этот коэффициент можно считать равным 0.75.

I_T – первичный тормозной ток, определяемый при внешнем трехфазном к.з. В данном случае это 692 А.» [10]

«Округляя до ближайшего стандартного значения, принимаем 11 витков. Схема реле ДЗТ-11 представлена на рисунке 5.

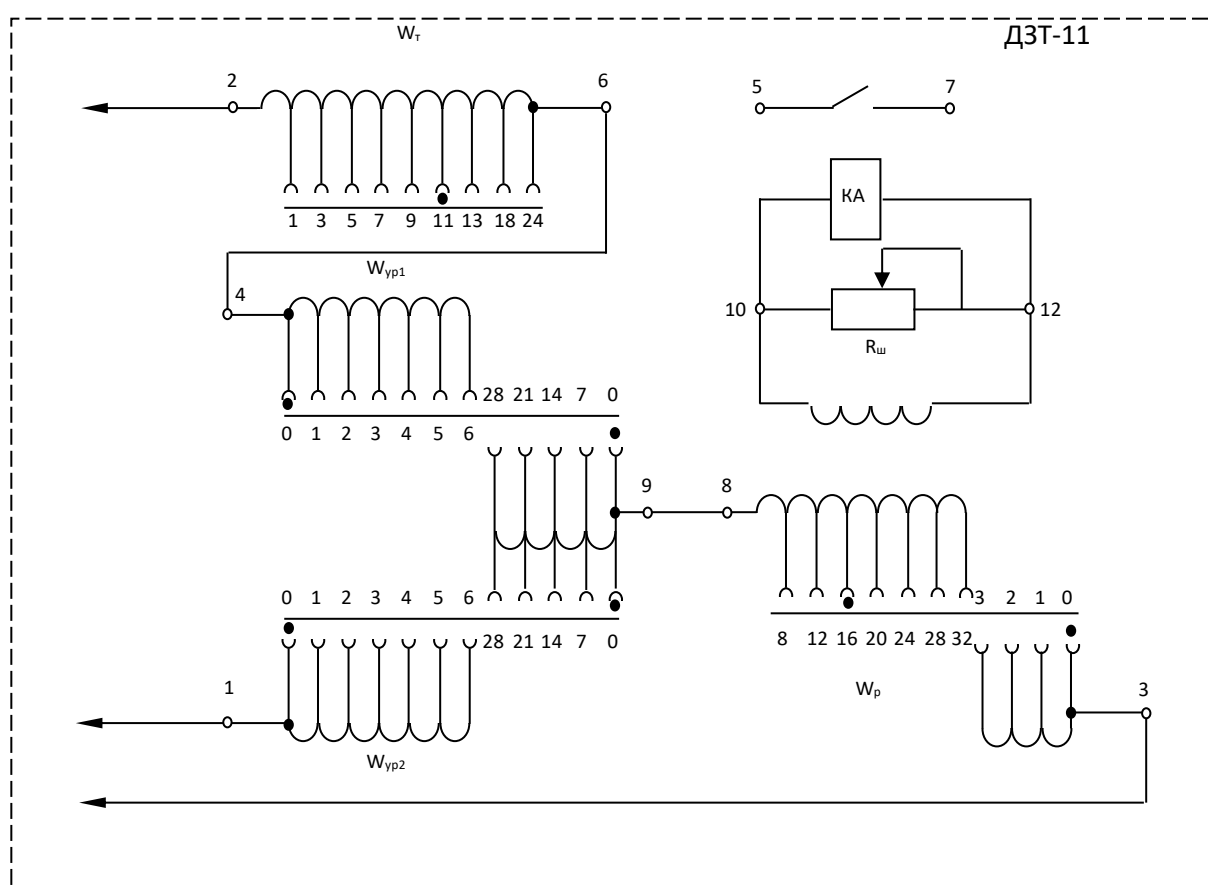


Рисунок 5 – Схема реле ДЗТ-11

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты расчетов дифференциальной защиты

Параметры	Обозначение и метод определения	Числовые значения
Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз\min} = K \cdot I_{ном}$	$1,25 \cdot 125,66 = 157,1 \text{ А}$
Ток срабатывания реле на основной стороне	$I_{с.р.осн} = \frac{I_{сз\min} \cdot K_{сх} \cdot K_m}{K_{лосн}}$	$\frac{157,1 \cdot 1 \cdot 115}{1500 / 5 \cdot 10,5} = 5,74 \text{ А}$
Число витков обмотки ННТ для основной стороны: Расчетное число витков Принятое число витков	$W_{осн.р} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн}}$	$\frac{100}{5,74} = 17,4$ 17
Реальный ток срабатывания защиты, А	$I_{с.з.} = \frac{F_{с.р.} \cdot K_{лосн}}{K_{сх} \cdot K_m \cdot W_p}$	$\frac{100 \cdot 1500 \cdot 10,5}{1 \cdot 5 \cdot 115 \cdot 17} = 161,1 \text{ А};$
Число витков обмотки ННТ для не основной стороны: Расчетное число витков Принятое число витков	$W_p + W_y = W_p \cdot \frac{I_{ном.В.У}}{I_{ном.В.Δ}}$	$17 \cdot \frac{4,34}{4,59} = 16,77$ 17
Число витков уравнивающей обмотки ННТ	$W_{ур} = (W_p + W_{ур}) - W_p$	$17 - 17 = 0$
Максимальный расчетный ток небаланса, А	$I_{нб.расч.МАХ} = \left[K_n \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U \%}{100} + \left \frac{W_{рас} \cdot 274}{W_{рас}} \right \right] \cdot I_{кз\max}^{(3)}$	
Число витков тормозной обмотки: Расчетное число Принятое число	$W_{т.расч.маx} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч.маx} \cdot W}{tg \alpha \cdot I_m}$	9,95 11

При анализе минимального тока внутреннего короткого замыкания производится проверка функционирования системы. В случае возникновения

двухфазного короткого замыкания на зажимах НН в минимальном режиме работы, необходимо обеспечить надежную защиту и автоматизацию системы.

$$K_{\text{ч}} \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{476,7}{161,1} = 2,96 > 2,$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты;

$I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}$ – минимальное значение тока, протекающего через защита при двухфазном коротком замыкании на зажимах вторичной обмотки трансформатора, приведенного к расчетной стороне (110 кВ);

$I_{\text{сз}}$ – реальный ток срабатывания защиты, приведенный к расчетной стороне (110 кВ).» [10]

«Требования к чувствительности удовлетворяются в полной мере.

Газовая защита является еще одной основной формой защиты трансформатора. Она поставляется в готовом комплекте и устанавливается в патрубке расширителя, не требуя никаких дополнительных расчетов. Пара контактов используется для сигнализации, а другая пара - для отключения трансформатора. Расчет установок вспомогательных защит для трансформатора проводится согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ). Для силового понижающего трансформатора необходимо установить защиту от сверхтоков при внешнем коротком замыкании и защиту от перегрузки. Защита от внешних коротких замыканий также является резервной защитой от внутренних повреждений. Поэтому на двухобмоточных трансформаторах эти устройства устанавливаются с питающей стороны.

Исследования показали, что выдержки времени на ступень у МТЗ от сверхтоков (примерно 0,5-0,6 с) значительно превышают выдержки времени защит присоединений или шин, питаемых трансформатором. Кроме того, МТЗ от перегрузки имеют более длительные выдержки времени на ступень, чем защиты от сверхтоков.

Важно отметить, что ток срабатывания защиты также играет решающую роль в обеспечении надежной работы системы.

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{раб\ max}, \quad (20)$$

где $I_{раб\ max}$ – максимальный рабочий ток.

$$I_{раб\ max} = 41,85 \text{ А}$$

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточности настройки и расчетов, $K_{отс}=1,2$;

$K_{зап}$ – коэффициент самозапуска, $K_{зап}=2\div3$;

K_{ϵ} – коэффициент возврата токового реле, $K_{\epsilon}=0,8$.» [10]

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{раб\ max} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 41,85 = 118,16 \text{ А}$$

«Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$K_{1,расч} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{I_{ном(ТА)}} = \frac{125,66 \cdot 1}{5} = \frac{125,66}{5}$$

Выбираем трансформатор тока ТФНД-110М -1 с коэффициентом трансформации 150/5.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з.}}{K_{ТА}} = \frac{1 \cdot 73,24 \cdot 5}{100} = 3,66 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} \frac{I_{\text{кз. min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (21)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты;

$I_{\text{кз. min}}^{(2)}$ – ток внешнего к.з. в минимальном режиме при металлическом 2-х фазном к.з. $I_{\text{кз. min}}^{(2)}=476,7$ А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{476,7}{161,1} = 2,95 > 1,2$$

Защита по чувствительности проходит.

Максимальная токовая защита от перегрузок

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{б}}} \cdot I_{\text{ном.тр}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 125,66 = 164,93 \text{ А}$$

где $K_{\text{отс}}=1,05$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}}}{K_{\text{ТА}}} = \frac{1 \cdot 164,93 \cdot 5}{100} = 8,23 \text{ А}$$

Защита от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Схема подключения ДЗТ-11 представлена на рисунке 5(а), схема оперативных цепей представлена на рисунке 5(б).» [10]

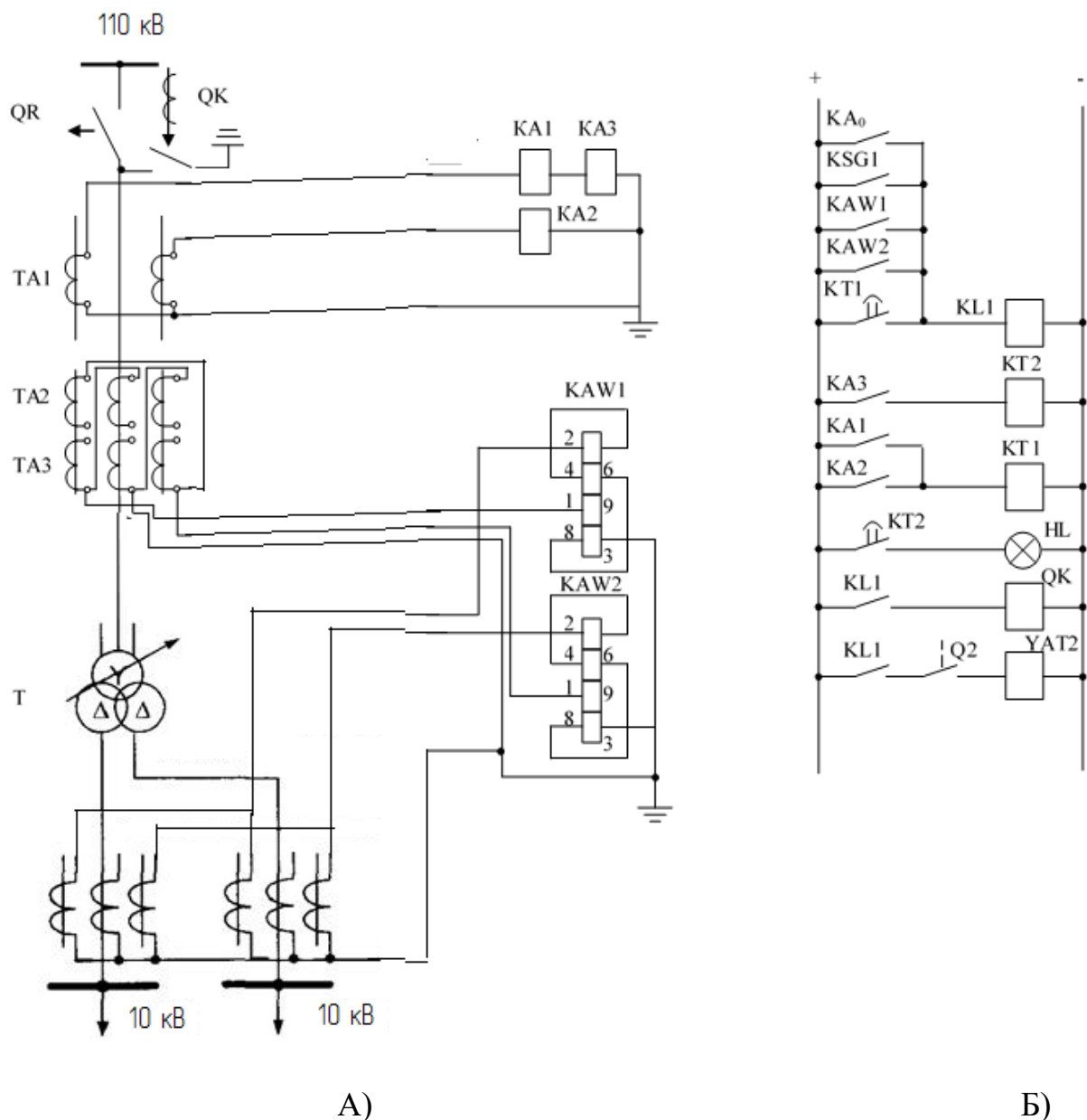


Рисунок 5 – «Схема подсоединения ДЗТ-11 (а) и схема оперативных цепей (б)» [22]

Расчет защиты ЛЭП-110 кВ участка система-ГПП

«Учитывая то обстоятельство, что исследуемая двухцепная линия электропередач 110 кВ является тупиковой(отпаечной), в данном случае, целесообразно задействовать следующие типы защит:

- ТО – токовая отсечка;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ТО₀ – токовая отсечка нулевой последовательности;
- МТЗ₀ – максимальная токовая защита нулевой последовательности.

Расчет ТО

$$I_{сз} = \kappa_n \cdot I_{кз\max}, \quad (22)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты, А;

κ_n – коэффициент надежности, $\kappa_n=1,1$;

$I_{кз\max}$ – максимальный ток к.з. в конце защищаемого участка,

$I_{кз\max}=0,58$ кА

$$I_{сз} = \kappa_n \cdot I_{кз\max} = 1,1 \cdot 0,58 = 0,64 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$\kappa_q = \frac{I_{кз\min}}{I_{сз}}, \quad (23)$$

где $I_{кз\min}$ – минимальный ток к.з. в начале защищаемого участка,

$I_{кз\min}=4,13$ кА

$$\kappa_q = \frac{I_{кз\min}}{I_{сз}} = \frac{4,13}{0,7} = 5,9 > 1,3$$

ТО проходит по чувствительности.

$I_{сз}=0,64$ кА;

$U_{ном}=115$ кВ;

$I_{вн}=41,85$ А;

$I_{нн}=5$ А.

$$I_{cp} = \frac{\kappa_{cx}}{\kappa_{ma}} \cdot I_{сз} = \frac{1}{20} \cdot 700 = 35 \text{ А},$$

где $\kappa_{та}=100/5$;

$\kappa_{сх}=1.$ » [22]

«Выбираем трансформатор тока ТПЛМ-10.

Выбираем реле тока РТ-40/20.

Расчет МТЗ

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{\text{раб max } L1}, \quad (24)$$

где K_n – коэффициент надежности, $K_n=1,1$;

K_z – коэффициент самозапуска, $K_z=2$;

K_v – коэффициент возврата, $K_v=0,85$;

$I_{\text{раб max}}$ – максимальный рабочий ток линии, $I_{\text{раб max}}=41,85 \text{ А}$

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,85} \cdot 41,85 \cdot 10^{-3} = 0,108 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{сз}}, \quad (25)$$

где $I_{\text{кз min}}$ – минимальный ток к.з. в конце защищаемого участка,

$I_{\text{кз min}}=0,55 \text{ кА}$

$$K_q = \frac{0,502}{0,108} = 4,65 > 1,5,$$

МТЗ проходит по чувствительности.

Выдержка времени МТЗ на участке Система-ГПП $t_z = t_{3T} + \Delta t$,

где Δt – ступень выдержки времени, $\Delta t=0,5 \text{ с.}$ » [22]

$$t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$$

«Защиту МТЗ подключаем к тому же трансформатору тока, что и защиту ТО. Таким образом получаем:

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_{ta}} \cdot I_{cz} = \frac{1}{20} \cdot 108 = 5,4 \text{ А},$$

где $K_{ta}=100/5$;

$K_{cx}=1$.

Выбираем реле тока РТ-40/10.

Защита ТО₀

$$I_{cz} = K_n \cdot I_{kзmax}^{(1)}, \quad (26)$$

где $I_{kзmax}^{(1)}$ – ток однофазного к.з. в максимальном режиме в конце линии,

$$I_{kзmax}^{(1)} = 2,28 \text{ кА}$$

K_n – коэффициент надежности, $K_n=1,1$

$$I_{cz} = 1,1 \cdot 2,28 = 2,51 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{kзmin}}{I_{cz}}, \quad (27)$$

где $I_{kзmin}$ – минимальный ток к.з. в начале защищаемого участка,

$$I_{kзmin} = 3I_{0min}^{(1,1)} = 5,23 \text{ кА} \gg [22]$$

$$K_{\eta} = \frac{5,23}{2,51} = 2,08 \geq 1,3,$$

«При работе с линией важно учитывать зону действия трансформатора тока. Рекомендуется использовать головной выключатель с трансформатором тока коэффициентом 200/5 для более точного расчета срабатывания реле. Для системы 110 кВ наиболее распространенной является схема соединения вторичных обмоток трансформаторов и реле в полной звезде, что обеспечивает коэффициент схемы $K_{сх} = 1$.

Ток срабатывания реле будет определяться следующим образом:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_{та}} \cdot I_{сз} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 2,51 = 0,0628 \text{ кА},$$

т.е. $I_{ср} = 6,275 \text{ А}$ и можно выбрать реле РТ-40/20.

Защита МТЗ₀

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб \max}, \quad (28)$$

где K_n – коэффициент надежности, $K_n = 1,1$;

$I_{нб \max}$ – максимальный ток небаланса, А.

$$I_{нб \max} = K_{одн} \cdot \frac{\varepsilon_{\%}}{100} \cdot I_{кз \max}, \quad (29)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, $K_{одн} = 0,5$;

$\varepsilon_{\%}$ – погрешность трансформаторов тока, $\varepsilon_{\%} = 10\%$;

$I_{кз \max}$ – ток к.з. в конце защищаемого участка в максимальном режиме;

$I_{кз \max} = 0,58 \text{ кА}$.» [22]

$$I_{нб \max} = 0,5 \cdot \frac{10}{100} \cdot 0,58 = 0,029 \text{ кА}$$

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 0,029 = 0,032 \text{ кА}$$

«Коэффициент чувствительности:

$$\kappa_q = \frac{3I_{0\min}^{(1,1)}}{I_{c3}}, \quad (30)$$

где $3I_{0\min}^{(1,1)}$ – тройной ток нулевой последовательности в минимальном режиме в конце защищаемого участка, $3I_{0\min}^{(1,1)}=2,58$ кА.

$$\kappa_q = \frac{2,58}{0,032} = 80,63 > 1,5$$

Выдержка времени МТЗ₀ должна быть меньше, чем МТЗ $t_3=0,3$ с.

Защиту МТЗ₀ подключаем к тому же трансформатору тока, что и защиту ТО. Таким образом получаем:

$$I_{cp} = \frac{\kappa_{cx}}{\kappa_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 32 = 1,6 \approx 2 \text{ А},$$

где $\kappa_{та}=100/5$;

$\kappa_{сх}=1$.

Выбираем реле тока РТ-40/10. Схема включения реле ТО(КА1.1-1.3), МТЗ(КА2.1.-2.3) и МТЗ₀(КА3.1-3.2) представлена на рисунке 6.

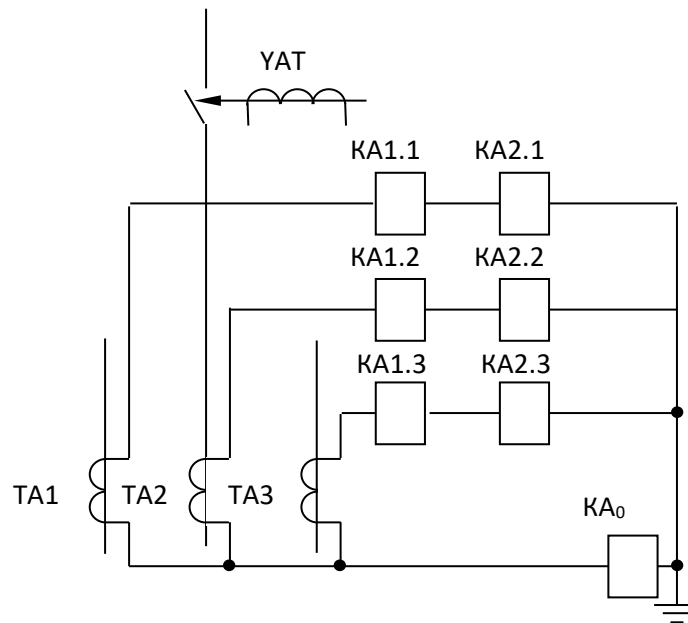


Рисунок 6 – Схема включения реле ТО(КА1.1-1.3), МТЗ(КА2.1.-2.3) и МТЗ₀-(КА3.1-3.2)

Оперативная схема установленных защит представлена на рисунке 7.

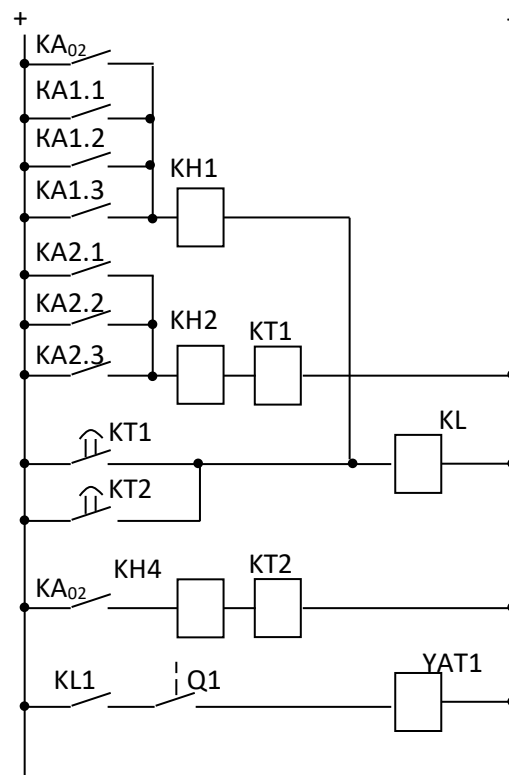


Рисунок 7 – Оперативная схема установленных защит» [22]

Расчет защиты цехового трансформатора

«Согласно [1], опираясь на параметры рассматриваемого трансформатора, в данном случае целесообразно задействовать следующие типы защит:

1. Токовая отсечка;
2. МТЗ от сверхтоков;
3. МТЗ от замыканий на корпус;
4. МТЗ от перегрузок.» [1]

«Токовая отсечка

$$I_{сз}^{' } = \kappa_{н} \cdot I_{кз\max} , \quad (31)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты, А;

$\kappa_{н}$ – коэффициент надежности, $\kappa_{н}=1,3$;

$I_{кз\max}$ – максимальный ток к.з. в конце защищаемого участка,

$I_{кз\max}=1,13$ кА

$$I_{сз} = \kappa_{н} \cdot I_{кз\max} = 1,3 \cdot 1,13 = 1,47 \text{ кА}$$

$$I_{сз}^{''} = \kappa_{н} \cdot I_{Т,ном} \quad (32)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты, А;

$\kappa_{н}$ – коэффициент надежности, $\kappa_{н}=3$;

$I_{Т,ном}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{сз}^{''} = 3 \cdot 55,1 \cdot 10^{-3} = 0,165 \text{ кА}$$

Из двух значений принимаем большее: $I_{с.з.}=1,47$ кА

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{I_{K3\min}}{I_{c3}}, \quad (33)$$

где $I_{K3\min}$ – минимальный ток к.з. в начале защищаемого участка,
 $I_{K3\min}=10$

$$K_q = \frac{I_{K3\min}}{I_{c3}} = \frac{10}{1,47} = 6,8 > 1,3$$

Токовая отсечка проходит по чувствительности
 МТЗ от сверхтоков

$$I_{c.з.} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_\theta} \cdot I_{\text{раб.мах}T7}, \quad (34)$$

где $I_{\text{раб.мах}T6}$ – максимальный рабочий ток обмотки трансформатора Т6,
 $I_{\text{раб.мах}T6}=38,54$ А.

K_n - коэффициент надежности, $K_n=1,2$;

K_3 – коэффициент самозапуска, $K_3=2,5$;

K_θ – коэффициент возврата, $K_\theta=0,85$.

$$I_{c.з.} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_\theta} \cdot I_{\text{раб.мах}T6} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 38,54 = 136,02 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ $t_{3T6}=0,5$ с.

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{I_{K3\min}^{(2)}}{I_{c.з.}} = \frac{800}{194,47} = 4,11 > 1,5$$

МТЗ то сверхтоков для Т7 проходит по чувствительности.

МТЗ от перегрузок:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{номТ7}, \quad (35)$$

где K_H - коэффициент надежности, $K_H=1,05$;

K_B - коэффициент возврата, $K_B=0,85$

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{номТ6} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 55,1 = 68,1 \text{ А.}$$

Защита от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Специальная защита от замыканий на землю на стороне 0,4 кВ

Учитывая схему соединения обмоток Δ/Y :

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot I_{номТ6} = 1,2 \cdot 55,1 = 66,12 \text{ А}$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{II} + \frac{Z_T^{(1)}}{3}} = \frac{230}{2,22 + \frac{0,027}{3}} = 103,2 \text{ А}$$

$$\kappa_{\kappa} = \frac{I_{\kappa.з. \min}^{(1)}}{I_{с.з.}} = \frac{103,2}{68,1} = 1,52 \geq 1,5$$

Выбор оборудования:

ТО:

$$I_{сз}=1,47 \text{ кА.};$$

$$U_{ном}=10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{BH}=55,1 \text{ А};$$

$$I_{HH}=5 \text{ A.}$$

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 1470 = 73,5 \text{ A,}$$

где $K_{Ta}=100/5$;

$$K_{cx}=1.$$

Выбираем трансформатор тока ТПЛМ-10 для внутренней установки.
МТЗ от сверхтоков

$$I_{c3}=194,47 \text{ A.};$$

$$U_{ном}=10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{BH}=55,1 \text{ A};$$

$$I_{HH}=5 \text{ A.}$$

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 194,47 = 9,72 \approx 10 \text{ A,}$$

где $K_{Ta}=100/5$;

$$K_{cx}=1.$$

Выбираем трансформатор тока ТПЛМ-10 для внутренней установки.
Выбираем реле тока РТ-40/10:
МТЗ от перегрузок

$$I_{c3}=68,1 \text{ A.};$$

$$U_{ном}=10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{BH}=55,1 \text{ A};$$

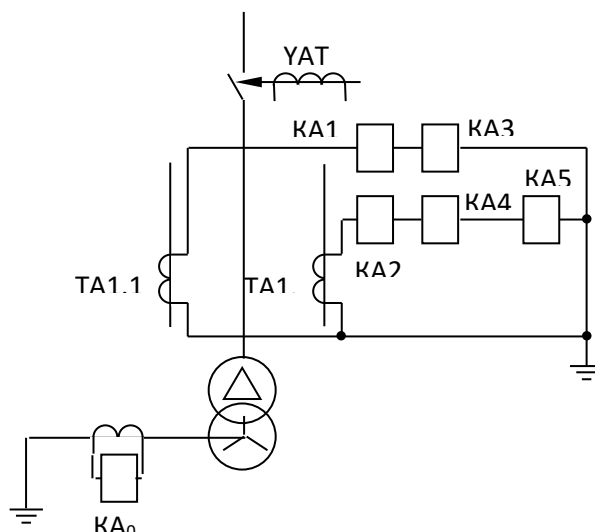
$$I_{HH}=5 \text{ A.}$$

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 68,1 = 3,41 \approx 3,5 \text{ A,}$$

где $K_{Ta}=100/5$;

$$K_{cx}=1.$$

Схема включения комплекса защит Т7 представлена на рисунке 8.



KA1,2 – ТО; KA3,4 – МТЗ от сверхтоков; KA5 – МТЗ от перегрузок
Рисунок 8 – Схема включения комплекса защит Т7

Схема оперативных цепей защиты Т7 представлена на рисунке 9.

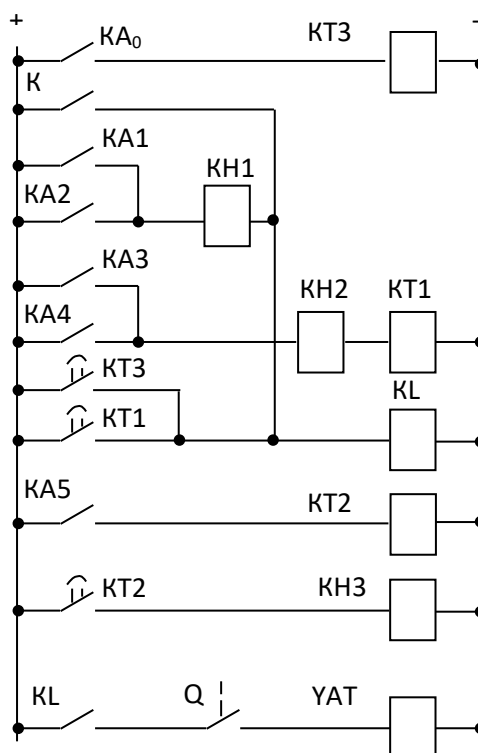


Рисунок 9 – Схема оперативных цепей защиты Т7» [22]

Расчет защиты двигателей

«Учитывая не значительную мощность СД (до 5 МВт) ставится двухступенчатая защита ТО и МТЗ.

МТЗ

$$I_{сз1} = \frac{K_{отс}}{K_{\phi}} \cdot I_{дв.ном} , \quad (36)$$

где $I_{дв.ном}$ — номинальный ток двигателя, А;

$K_{отс}$ — коэффициент, учитывающий бросок тока при включении,

$K_{\phi}=1,5-2,5$;

K_{ϕ} — коэффициент возврата.

$$I_{ном.АДЗ} = \frac{P_{номСД2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos \phi} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 152,92 \text{ А}$$

$$I_{сзСД2} = \frac{1,5 \cdot 152,92}{0,85} = 269,86 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\phi} = \frac{I_{кзmin}}{I_{сз}} , \quad (37)$$

где $I_{кзmin}$ — минимальный ток к.з. в начале защищаемого участка,

$I_{кзmin}=10 \text{ кА}$

$$K_{\phi} = \frac{10}{0,269} = 37,17 > 1,3$$

МТЗ для СД2 проходит по чувствительности.

ТО СД2

$$I_{сзАДЗ} = \kappa_{отс} \cdot I_{пуск. max} \quad (38)$$

где $I_{пуск. max}$ – максимальное пускового тока двигателя., А;
 $\kappa_{отс}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока при включении,
 $\kappa_H=1,5-2,5$;

$$I_{пуск. max} = 5,6 \cdot 152,9 = 856,24 \text{ А.}$$

$$I_{сзСД2} = 1,5 \cdot 856,24 = 1284,36 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$\kappa_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{10}{1,284} = 7,79 > 2$$

где $I_{\text{к.з. min}}$ – минимальное значение тока к.з. на шинах СД2.

ТО СД2 проходит по чувствительности.

Защита от перегрузки на базе МТЗ

$$I_{сз} = \frac{\kappa_H}{\kappa_B} \cdot I_{дв. ном} \quad , \quad (39)$$

где $I_{дв. ном}$ – номинальный ток двигателя, А;

κ_H – коэффициент надежности, $\kappa_H=1,1$

κ_B – коэффициент возврата.

$$I_{сзАДЗ} = \frac{1,1 \cdot 152,9}{0,85} = 197,87 \text{ А}$$

Выбор оборудования защит

$U_{ном}=10,5 \text{ кВ}$;

$I_{BH}=152,87 \text{ А}$;

$I_{HH}=5 \text{ А}$.

$$I_{cpMT3} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 269,89 = 13,5 \approx 14 \text{ A},$$

$$I_{cpTO} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 1284,36 = 64,21 \approx 65 \text{ A},$$

$$I_{cpMT3пер} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{20} \cdot 197,87 = 9,9 \approx 10 \text{ A}$$

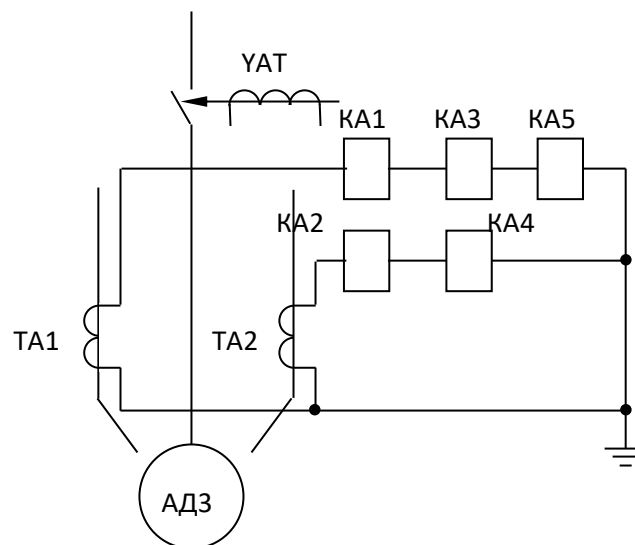
где $K_{Ta}=100/5$;

$K_{cx}=1$.

Выбираем трансформатор тока ТПЛМ-10.

Выбираем реле тока РТ-40/10.

Схема релейной защиты АДЗ представлена на рисунке 10.



KA1, KA2 – ТО; KA3, KA4 – МТЗ, KA5 – МТЗ от перегруза

Рисунок 10 – Схема релейной защиты АДЗ

Схема оперативных цепей защиты АДЗ представлена на рисунке 11.

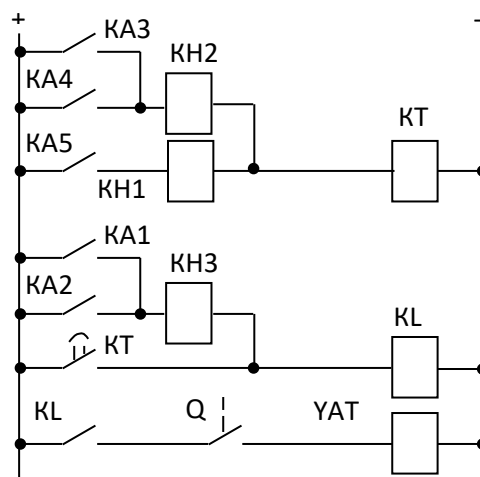


Рисунок 11 – Схема оперативных цепей защиты АД3» [22]

Расчет защиты цехового трансформатора КПП Т5

«Согласно [1], опираясь на параметры рассматриваемого трансформатора, в данном случае целесообразно задействовать следующие типы защит: Токовая отсечка; МТЗ от перегрузок.» [1]

«Токовая отсечка

$$I_{сз} = \kappa_n \cdot I_{T,ном} \quad (40)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты, А;

κ_n – коэффициент надежности, $\kappa_n=3$;

$I_{T,ном}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{сз} = 3 \cdot 68,8 \cdot 10^{-3} = 0,206 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$\kappa_q = \frac{I_{кз\min}}{I_{сз}}, \quad (41)$$

где $I_{кз\min}$ – минимальный ток к.з. в начале защищаемого участка,

$$I_{кз\min} = 0,502 \text{ кА}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,502}{0,206} = 2,44 > 1,3$$

Токовая отсечка проходит по чувствительности
МТЗ от перегрузок

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{номТ5}}, \quad (42)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, $K_{\text{н}}=1,05$;
 $K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, $K_{\text{в}}=0,85$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{номТ5}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 68,8 = 85 \text{ А.}$$

Защита от перегрузок на чувствительность не проверяется.
Выбор оборудования защиты трансформатора Т5
ТО

$$I_{\text{сз}}=206 \text{ А.};$$

$$U_{\text{ном}}=10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{вн}}=68,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{нн}}=5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сп}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{та}}} \cdot I_{\text{сз}} = \frac{1}{60} \cdot 68,8 = 1,15 \text{ А,}$$

где $K_{\text{та}}=300/5$;
 $K_{\text{сх}}=1$.

Выбираем трансформатор тока ТПЛМ-10 для внутренней установки.
Выбираем реле тока РТ-40/10.
МТЗ от перегрузок

$$I_{c3}=206 \text{ A};$$

$$U_{ном}=10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{BH}=68,8 \text{ A};$$

$$I_{HH}=5 \text{ A}.$$

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_{ma}} \cdot I_{c3} = \frac{1}{60} \cdot 206 = 3,43 \approx 4 \text{ A},$$

$$\text{где } K_{та}=300/5;$$

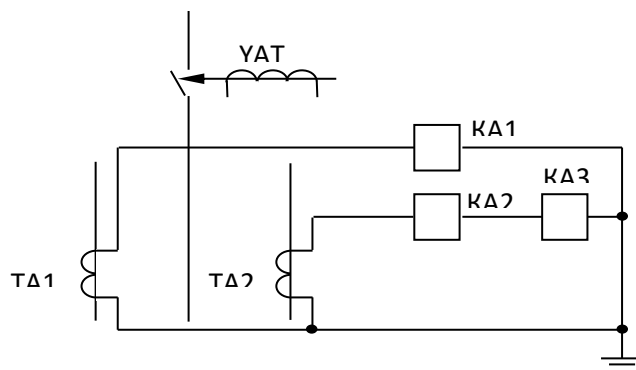
$$K_{cx}=1.$$

Выбираем реле тока РТ-40/10. Выбор оборудования для защит трансформатора сводится в таблицу 6.

Таблица 6 - Выбор оборудования для защит трансформатора

Тип реле	Кол-во, шт	Стоимость 1 шт, руб	Стоимость реле, руб
РТ-40/10	2	195	390
РТ-40/6	1	195	195
ЭВ-124	2	315	630
РУ	2	99	198
Итого:			1413

Схема включения комплекса защит Т5 представлена на рисунке 12.



KA1,2 – ТО; KA3 – МТЗ от перегрузок

Рисунок 12 – Схема включения комплекса защит Т5

Схема включения комплекса защит Т5 представлена на рисунке 13.

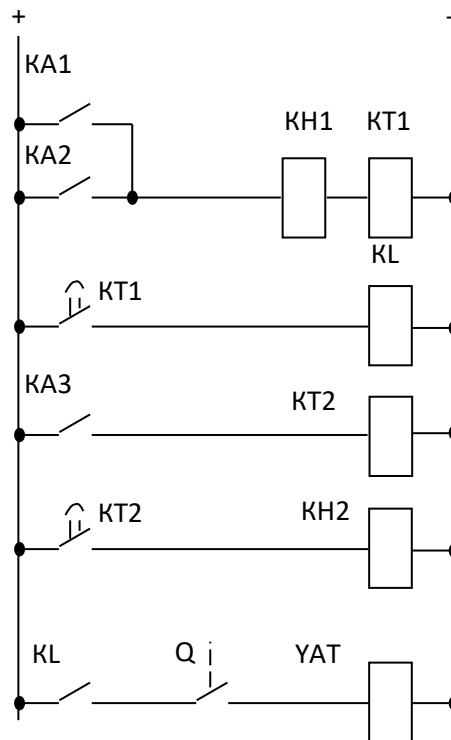


Рисунок 13 – Схема оперативных цепей защиты Т5» [22]

Расчет защиты батареи конденсаторов БСК

«Существует основной тип повреждений, который может возникнуть в конденсаторных установках - это пробой конденсаторов, что может привести к двухфазному короткому замыканию. Кроме того, при эксплуатации возможны аномальные режимы, связанные с перегрузкой конденсаторов токами высших гармоник и увеличением напряжения. Для обеспечения безопасности на блоке силовой коммутации (БСК) установлены следующие виды защиты:

- токовая отсечка без временной задержки для защиты от коротких замыканий;
- защита от перегрузки токами высших гармоник;
- защита от увеличения напряжения.

Каждый конденсатор также должен быть оборудован предохранителем, который сработает в случае его пробоя, чтобы соседние конденсаторы не пострадали от этого повреждения.

Для обеспечения безопасности работы системы необходимо учитывать наличие разрядного устройства, которое должно быть соединено с выводами конденсатора. Рекомендуется использовать устройства с активно-индуктивным сопротивлением в качестве разрядных. Необходимо отметить, что из-за отсутствия достаточной информации о токах высших гармоник, расчет защиты от перегрузок не будет проводиться.

Защита от токов короткого замыкания – токовая отсечка без выдержки времени

- 1) Защиту выполним с помощью реле РСТ 13.
- 2) Номинальный ток батареи конденсаторов:

$$I_{НОМ.БСК} = \frac{Q_{БСК}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 57,8 \text{ А}, \quad (43)$$

где $Q_{БСК}$ – реактивная мощность БСК, вар;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение БСК, В.» [22]

«Согласно /2/ выбираем трансформатор тока типа ТПЛ-10-100-У3-0,5/10Р: $I_{1Н} = 100\text{А}$, $I_{2Н} = 5\text{А}$. Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$\kappa_I = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{100}{5} = 2.$$

Схема включения трансформаторов тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $\kappa_{СХ} = 1$.» [2]

«3) Ток срабатывания защиты определяется с учетом отстройки от токов переходного процесса при включении конденсаторной установки и толчков

тока при перенапряжениях:

$$I_{C3} = \kappa_{OTS} \cdot I_{НОМ.БСК} = 2 \cdot 55,1 = 110,2 \text{ А},$$

где $\kappa_{OTS} = 2$ – коэффициент отстройки.

4) Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗМН}}^{(2) \text{ РП1}}}{I_{C3}} = \frac{0,502 \cdot 10^3}{110,2} = 4,56,$$

5) Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР.Р.}} = \frac{\kappa_{\text{СХ}}}{\kappa_I} \cdot I_{C3} = \frac{1}{100} \cdot 110,2 = 1,1 \text{ А}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 13/19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\text{СР.Р.}} = (1,1-6) \text{ А.}$ » [2]

«Защита от повышения напряжения

1) Исходя из требований безопасности и надежности системы, необходимо учитывать, что при превышении допустимого уровня напряжения активируется механизм отключения батареи. Для этой цели используется реле напряжения максимального действия РСН 14 с коэффициентом возврата $\kappa_{\text{В}} = 0,9$. Также важно отметить, что на каждую секцию сборных шин устанавливается по одному трансформатору напряжения.

2) В данном случае был выбран тип трансформатора ЗНОЛ.06-10У3 с коэффициентом трансформации $\kappa_{\text{У}} = 100$, что обеспечивает оптимальную работу системы в условиях повышенной нагрузки.

3) Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{C3} = \frac{\kappa_{OTC}}{\kappa_B} \cdot U_{MAXДОП} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 1,1 \cdot 10 \cdot 10^3 = 13,4 \text{ кВ},$$

где $U_{MAXДОП} = 1,1 \cdot U_{НОМ}$ - максимально допустимое напряжение на конденсаторе, В;

$\kappa_{OTC} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

κ_B – коэффициент возврата.

4) При расчете защиты от повышения напряжения коэффициент чувствительности не определяется.

5) Напряжение срабатывания реле:

$$U_{CP.P.} = \frac{U_{C3}}{\kappa_U} = \frac{13,4 \cdot 10^3}{100} = 134 \text{ В}.$$

Принимаем к установке реле РСН 14/28, у которого напряжение срабатывания находится в пределах $U_{CP.P.} = (40-200) \text{ В}$.

6) Определим сумму уставок:

$$\Sigma \theta = \frac{U_{CP.P.}}{U_{MIN}} - 1 = \frac{134}{40} - 1 = 2,35,$$

где $U_{MIN} = 40 \text{ В}$ – минимальное напряжение срабатывания реле.

Принимаем уставки 1,6; 0,8, следовательно $\Sigma \theta = 1,6 + 0,8 = 2,4$.

Найдем напряжение уставки реле:

$$U_{УСТ} = (1 + \Sigma \theta) \cdot U_{MIN} = (1 + 2,4) \cdot 40 = 136 \text{ В}.$$

7) Согласно ПУЭ /1/, для обеспечения выдержки времени защиты в 3 минуты используется реле времени РСВ 01-1, которое имеет диапазон уставок

Схема релейной защиты конденсаторной установки приведена на рисунке 14.



Находим ток плавкой вставки по коэффициенту отстройки:

75

Находим ток плавкой вставки по коэффициенту перегрузки, приняв легкий пуск двигателя ($k_{пер} = 2,5$):

$$I_{вс.ном} \geq \frac{I_{пуск}}{k_{пер}} = \frac{7 \cdot 187,64}{2,5} = 525,4 \text{ А.} \quad (45)$$

По наибольшему току выбираем предохранитель ПН2 с номинальным током 630 А и током плавкой вставки 630 А. Рассчитываем параметры автоматического выключателя для защиты двигателя М2.

Находим ток срабатывания теплового расцепителя:

$$I_{т.р.} = 1,1I_{ном} = 1,1 \cdot 187,64 = 206,4 \text{ А.} \quad (46)$$

Находим ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{эм.р.} = 1,25I_{пуск} = 1,25 \cdot 1313,48 = 1641,85 \text{ А.} \quad (47)$$

Определяем, что необходимо выбрать автоматический выключатель А3710Б из справочника. Его номинальный ток составляет 2000 А, ток теплового расцепителя – 250 А, ток электромагнитного расцепителя – 1800 А.

Далее проводим расчет параметров автоматического выключателя для защиты двигателя М1.

После этого определяем ток срабатывания теплового расцепителя.

$$I_{т.р.} = 1,1I_{ном} = 1,1 \cdot 39,2 = 43,12 \text{ А.}$$

Находим ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{эм.р.} = 1,25I_{пуск} = 1,25 \cdot 274,4 = 343 \text{ А.}$$

Исследуем справочник с целью подбора автоматического выключателя для защиты двигателя М2. Наш выбор пал на модель АП50Б-3МТ, имеющую номинальный ток 200 А, тепловой расцепитель на 50 А и электромагнитный расцепитель на 140 А.

Далее, проводим анализ карты селективности. Обнаруживаем, что характеристика выключателя 1 не пересекается с ампер-секундной характеристикой предохранителя 2. Это означает, что в случае нештатной работы двигателя сработает только один из механизмов защиты, а не оба одновременно.

Карта селективности приведена на рисунке 15.

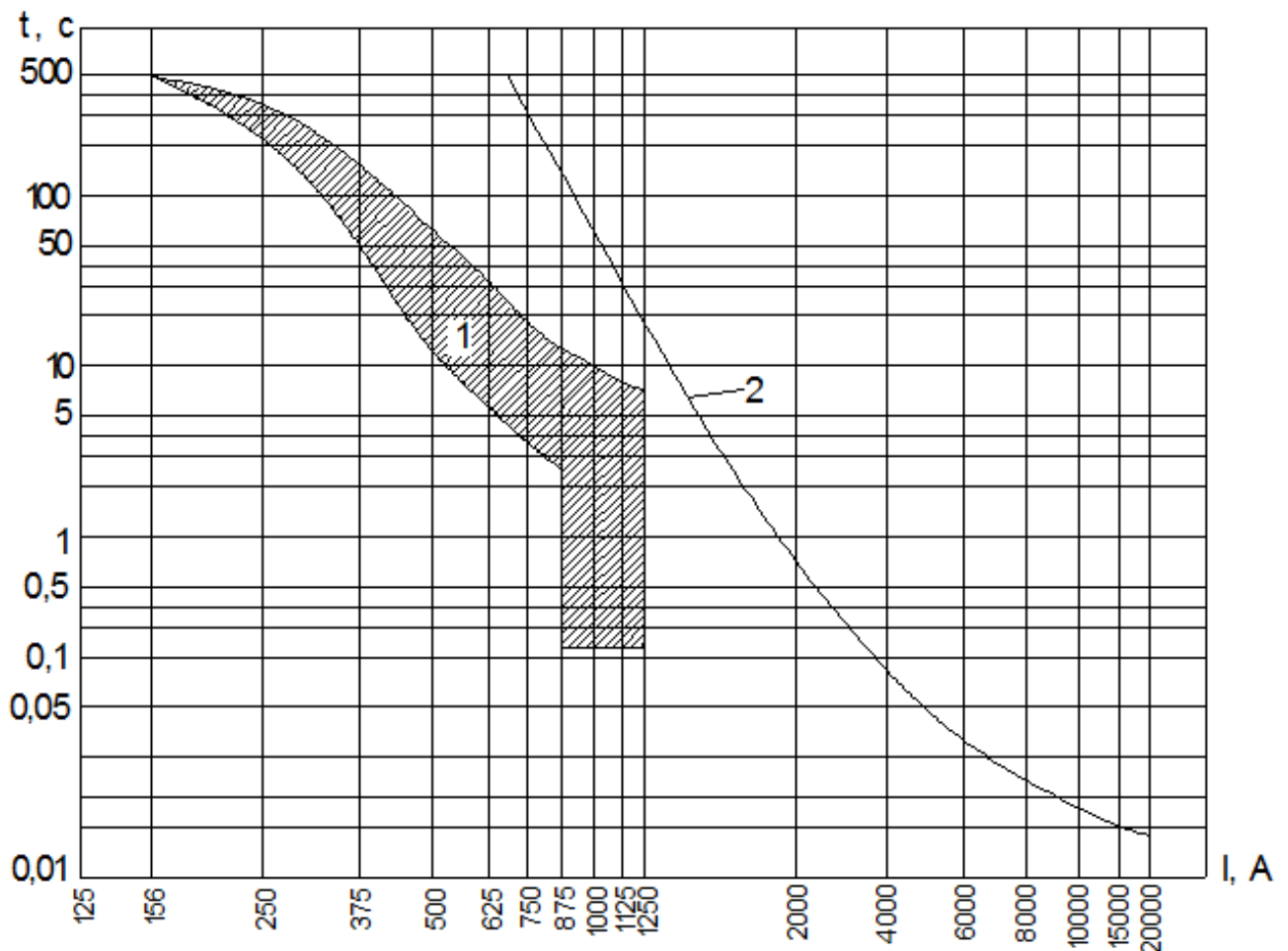


Рисунок 15 – Карта селективности» [22]

Выводы по второму разделу:

В разделе работы подробно рассматривается структура объекта электроснабжения. Описывается сложная, многоуровневая система, включающая в себя широкий спектр электроприемников, связанных единым технологическим процессом. Важно подчеркнуть, что разнообразие этих электроприемников подразумевает различные требования к надежности электроснабжения и уровням напряжения. Поэтому, в рамках исследования проведена тщательная классификация электроприемников по степени ответственности, что позволило определить оптимальные параметры напряжения для каждой категории и сформировать обоснованные требования к системе РЗА.

Организационно-технический раздел посвящен расчету электрических нагрузок. Этот этап является фундаментальным для проектирования любой системы электроснабжения, и в данном случае расчеты производились на основе анализа установленной мощности электрооборудования. Точные данные о нагрузках являются основой для выбора параметров защитных устройств и обеспечения их селективной работы.

Особое внимание в работе уделено системе защиты электрооборудования. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы, а также предотвращения аварийных ситуаций, был применен комплексный подход, включающий различные виды защитных механизмов.

Так, для защиты силовых трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) предусмотрен целый арсенал защит: дифференциальная токовая защита, реагирующая на повреждения внутри трансформатора, максимальная токовая защита (МТЗ) от сверхтоков, возникающих при коротких замыканиях, и МТЗ от перегрузок, предотвращающая длительную работу трансформатора в режиме повышенной нагрузки.

Защита линий электропередач (ЛЭП) 110 кВ, связывающих ГПП с системой электроснабжения, также организована на высоком уровне. Используется токовая отсечка, обеспечивающая мгновенное отключение при

коротких замыканиях, а также МТЗ и МТЗ нулевой последовательности (МТЗ0), предназначенные для защиты от различных видов повреждений, включая однофазные замыкания на землю.

Для цехового трансформатора Т6 реализован набор защит, включающий токовую отсечку, МТЗ от сверхтоков и МТЗ от перегрузок, что обеспечивает комплексную защиту данного оборудования.

В случае с асинхронным (АД1) и синхронным (СД1) двигателями применена токовая отсечка, которая является эффективным средством защиты от коротких замыканий в обмотках электродвигателей.

Для защиты трансформатора Т5 используется комбинация токовой отсечки и МТЗ от перегруза, обеспечивающая необходимый уровень безопасности при различных режимах работы.

Наконец, для каждого типа защиты было подобрано соответствующее оборудование, что гарантирует надежную и эффективную работу всей системы РЗА в целом. Важно отметить, что выбор оборудования производился с учетом специфики работы АО "Кисловодская сетевая компания" и требований к надежности электроснабжения.

3 Анализ внедрения микропроцессорной защиты

3.1 Источники оперативного тока

Оперативный ток играет фундаментальную роль в обеспечении функционирования сложных систем управления, релейной защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации на объектах электроэнергетики. Он представляет собой ток, питающий цепи, ответственные за дистанционное управление оборудованием, а также за работу защитных и автоматических устройств. Надежность и стабильность оперативного тока – залог безаварийной работы всей энергосистемы.

Источники оперативного тока можно разделить на две основные категории в зависимости от их связи с режимом работы и состоянием первичных цепей электроустановки: независимые и зависимые.

Независимые источники, такие как аккумуляторные батареи (с напряжением 110, 220, 24 или 48 В), дизель-генераторы и турбореактивные агрегаты, характеризуются способностью обеспечивать питание цепей оперативного тока вне зависимости от состояния основной сети. Их автономность делает их незаменимыми в аварийных ситуациях.

Зависимые источники, к которым относятся асинхронные двигатели, генераторы тока, трансформаторы тока, напряжения и собственных нужд (ТСН), получают энергию от основной сети. Их работа напрямую связана с состоянием первичных цепей, что накладывает определенные ограничения на их применение.

Особое место занимает система питания оперативных цепей выпрямленным током. В этой системе переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью специализированных блоков питания и силовых выпрямительных устройств. Применение выпрямленного оперативного тока предоставляет ряд преимуществ: повышается надежность

схем и аппаратуры, упрощается кинематика приводов, что, в свою очередь, способствует повышению общей надежности системы.

Шкафы оперативного постоянного тока (ШОТ) играют критически важную роль в обеспечении бесперебойного электроснабжения наиболее ответственных потребителей. Они находят широкое применение на электростанциях, трансформаторных подстанциях, распределительных пунктах, а также в системах гарантированного электропитания автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и на других объектах, где требуется высокая надежность электроснабжения.

ШОТ функционирует в двух основных режимах. В штатном режиме шкаф обеспечивает питание потребителей постоянного тока от выпрямительных устройств, одновременно осуществляя подзаряд встроенной аккумуляторной батареи. При возникновении аварийной ситуации, например, при отключении основной сети, ШОТ автоматически переключает питание потребителей на резервный источник – аккумуляторную батарею, обеспечивая тем самым непрерывность работы. Структурная схема ШОТ, как правило, включает в себя выпрямительные модули, аккумуляторные батареи, системы контроля и управления, а также коммутационное оборудование.

Структурная схема ШОТ приведена на рисунке 16.

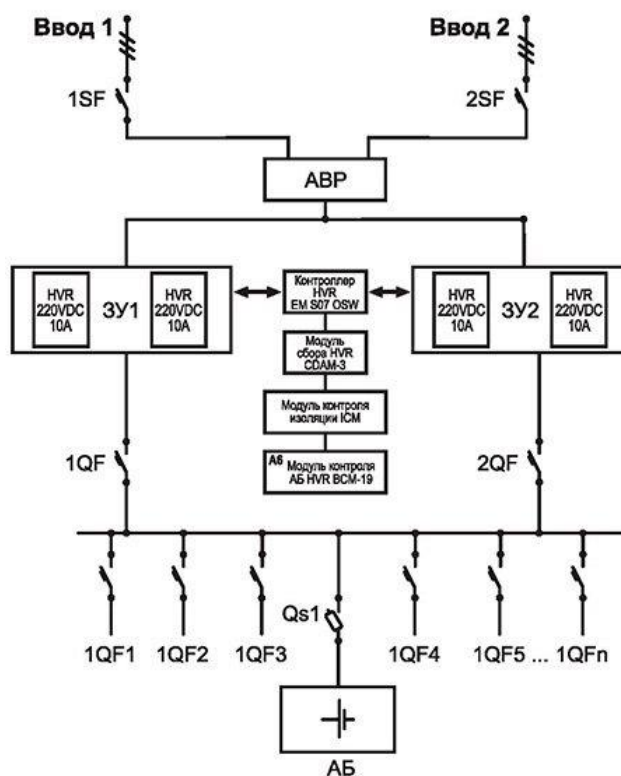


Рисунок 16 - Структурная схема ШОТ

Ключевым элементом шкафов оперативного тока являются выпрямительные модули. Именно они преобразуют переменное напряжение питающей сети в постоянное, необходимое для питания потребителей и заряда аккумуляторных батарей. Выпрямительные модули, например, серии HVR, выпускаются в различных модификациях, отличающихся выходным напряжением (220 В и 110 В) и током (от 5 до 40 А для модулей 220 В и от 10 до 40 А для модулей 110 В). Существуют варианты с естественным и принудительным (вентиляторным) охлаждением. Конструкция выпрямительного модуля оптимизирована для обеспечения высокой эффективности и надежности.

Выпрямительные модули HVR обладают гибкостью применения. Они могут использоваться как в качестве автономных выпрямителей, так и в составе комплексных систем, включающих мониторинг и измерение различных параметров. Эти системы могут включать в себя комплексные информационные анализаторы, аккумуляторные анализаторы, анализаторы

изоляции и анализаторы состояния автоматических выключателей, предоставляя тем самым исчерпывающую информацию о состоянии системы оперативного тока.

Выпрямительный модуль приведен на рисунке 17.



Рисунок 17 - Выпрямительный модуль HVR 220V20A3P-N

Тиристорные системы оперативного тока, такие как серия "Тирот", разработаны специально для обеспечения гарантированного электроснабжения постоянным током ответственных потребителей на промышленных предприятиях.

В нормальном режиме работы выпрямительное устройство, входящее в состав системы, питает нагрузку и одновременно подзаряжает подключенные параллельно аккумуляторные батареи. Подзаряд компенсирует саморазряд батарей и поддерживает их полную емкость. «В случае пропадания напряжения во внешней сети, электропитание потребителей автоматически и без прерываний переключается на аккумуляторную батарею. После восстановления основного питания, выпрямительное устройство возобновляет

питание нагрузки и начинает заряд батареи в режиме стабилизации тока.» [17]
По достижении заданного напряжения на батарее, устройство переходит в режим стабилизации напряжения, продолжая заряд до полной зарядки, после чего ток заряда снижается до уровня постоянного подзаряда (0,3-1 мА на 1 Ач номинальной емкости батареи), поддерживая батарею в полностью заряженном состоянии. Данный алгоритм обеспечивает оптимальный режим работы аккумуляторных батарей, продлевая срок их службы и гарантируя надежное резервное питание.

3.2 Расчет и обоснование выбора системы АВР

Автоматическое включение резерва (АВР) представляет собой критически важный элемент современных систем электроснабжения, обеспечивающий автоматический переход на резервные источники питания или оборудование в случае отказа основного. Цель АВР – минимизировать перерывы в электроснабжении и, как следствие, повысить общую надежность системы.

На подстанциях распределительных сетей, как правило, применяется принцип отдельного питания от двух независимых источников: рабочего и резервного. Такой подход позволяет снизить токи короткого замыкания (КЗ), что, в свою очередь, дает возможность использовать более экономичное коммутационное оборудование (выключатели, разъединители) и упростить систему релейной защиты. Кроме того, отдельное питание способствует снижению потерь электроэнергии в сетях среднего напряжения (6 или 10 кВ).

Принцип действия АВР заключается в следующем: в случае отключения рабочего источника питания (обозначенного как "А" на рисунке 18), устройство АВР автоматически инициирует подключение резервного источника ("Б"), восстанавливая тем самым электроснабжение потребителей (нагрузка "Н").

Схемы устройств АВР разрабатываются в строгом соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), которые регламентируют ключевые аспекты функционирования АВР:

- Безотлагательное включение резерва: При отключении выключателя рабочего ввода по любой причине, выключатель резервного ввода должен включаться немедленно, без какой-либо задержки.
- Избирательность срабатывания: пусковой орган АВР, реализуемый на минимальном реле напряжения, должен быть настроен таким образом, чтобы исключить ложные срабатывания при кратковременных просадках напряжения, вызванных, например, самозапуском электродвигателей нагрузки. Пуск АВР должен происходить только при глубоком снижении напряжения (ниже 0,4 от номинального значения), когда самозапуск электродвигателей невозможен.
- Однократность действия: Устройство АВР должно срабатывать однократно. Повторные циклы включения-отключения недопустимы, так как могут привести к повреждению оборудования.
- Защита от включения на КЗ: В ситуациях, когда существует вероятность включения резервного выключателя на короткое замыкание (например, при повреждении на шинах резервируемой подстанции или на линии рабочего питания в случае отказа выключателя), на резервном выключателе (В4 на рисунке 18) должна быть предусмотрена релейная защита. Если время срабатывания этой защиты превышает 1 секунду, рекомендуется применять автоматическое ускорение ее действия до 0,3 секунды для минимизации последствий КЗ.

АВР демонстрирует высокую эффективность в повышении надежности электроснабжения, с успешностью действия, достигающей 90-95%. Благодаря своей эффективности, АВР широко применяется на подстанциях как основных, так и распределительных сетей, обеспечивая бесперебойное

Figure 1 consists of two schematic diagrams, (a) and (b), illustrating the electrical control system for the 'Kryukovskiy' station.

Diagram (a) shows the main control system. It features two power sources, A and B, each connected to a busbar. From busbar A, a line goes through breaker B1 and transformer TH_{III} to a 0.4 kV busbar. From busbar B, a line goes through breaker B3 and transformer TH_I to a 10/0.4 kV busbar. Both 0.4 kV busbars are connected to a common 0.4 kV busbar at the bottom, which has two outgoing lines labeled 'H'. A control unit ABP is connected to both busbars. Breakers B2 and B4 are also shown, along with transformers TH_{II} and TH_{IV}. A switch K is connected to busbar A.

Diagram (b) shows a detail of the control system for the 10/0.4 kV bus. It features two power sources, A and B, each connected to a busbar. From busbar A, a line goes through breaker BH2 and transformer TH_I to a 10/0.4 kV busbar. From busbar B, a line goes through breaker BH4 and transformer TH_I to a 10/0.4 kV busbar. Both 10/0.4 kV busbars are connected to a common 10/0.4 kV busbar at the bottom, which has two outgoing lines labeled 'H'. A control unit ABP is connected to both busbars. Breakers BH2 and BH4 are also shown, along with transformer TH_I and busbar CB.

«Напряжение срабатывания реле напряжения

где K_n – коэффициент надежности, $K_n = 0,25 - 0,4$;
 U_n – номинальное напряжение сети, кВ;
 K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Выберем измерительный трансформатор напряжения НАМИТ-10 со следующими параметрами: $U_{\text{ном1}} = 10000 \text{ В}$, $U_{\text{ном2}} = 100 \text{ В}$, $K_U = 100$.

Подставив значение формулу (48) получим:

$$U_{\text{ср.р}} = 0,3 \cdot \frac{10000}{100} = 30 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты

$$\begin{cases} U_{\text{сз1}} = 0,4 \cdot U_{\text{ном}}; \\ U_{\text{сз2}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном}}, \end{cases} \quad (49)$$

Подставив численные значения в формулы (49), получим:

$$\begin{cases} U_{\text{сз}} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В}; \\ U_{\text{сз}} = 0,8 \cdot 10000 = 8000 \text{ В}; \end{cases}$$

В случае если присутствуют двигатели с самозапуском, то, согласно ПУЭ, раздел 3.3.35, минимальный элемент напряжения пускового органа АВР должен быть отстроен от режимов самозапуска электродвигателей. Он определяется из условия:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{ЗМН}} + t_{\text{отклВВ}} + t_{\text{вклСВ}}, \quad (50)$$

где $t_{\text{ЗМН}}$ – время срабатывания защиты минимального напряжения;

$t_{\text{отклВВ}}$ – время отключения высоковольтного выключателя;

$t_{\text{вклСВ}}$ – время включения секционного выключателя.

Подставив численные значения в формулу (50), получим:

$$t_{ABP} = 1 + 0,08 + 0,12 = 1,2 \text{ с}$$

Выдержка времени t_{ABP1} должна быть больше времени срабатывания быстродействующих защит и отключения выключателя.

$$t_{ABP1} > t_{с.з.} + t_{о.в.}, \quad (51)$$

где $t_{с.з.}$ – наибольшая выдержка времени срабатывания защит первой ступени присоединений, $t_{с.з.} = 0,3 \text{ с}$;

$t_{о.в.}$ – время отключения выключателя, $t_{о.в.} = 0,3 \text{ с}$

Подставив значения в формулу (51), получим:

$$t_{ABP1} \geq 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с}.$$

Однократность действия устройства АВР обеспечивается, если принять продолжительность действия на включение секционного выключателя равной:

$$t_{ABP2} = t_{в.в.} + t_{зап}, \quad (52)$$

где $t_{в.в.}$ – время включения выключателя, $t_{в.в.} = 0,3 \text{ с}$;

$t_{зап}$ – время запаса, $t_{зап} = 0,5 \text{ с}$.

Подставив значения в формулу (52), получим:» [9]

$$t_{ABP2} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с}.$$

3.3 Определение капитальных вложений в релейную защиту

«В учебных целях допускается применение метода усредненных коэффициентов, который предполагает упрощенное определение затрат на монтаж и накладные расходы, возникающие при введении оборудования в эксплуатацию» [22]:.

«Общие капиталовложения находятся по формуле, руб

$$K_{\text{в}} = (C_{\text{оп}} + M_{\text{н}} + T_{\text{с}}) K_{\text{м}}, \quad (53)$$

где $C_{\text{оп}}$ – оптовая цена реализации единицы оборудования, руб;

$M_{\text{н}}$ – затраты на монтаж, руб;

$T_{\text{с}}$ – затраты на транспортировку и хранение оборудования, или накладные расходы, руб;

$K_{\text{м}}$ – количество единиц оборудования или аппаратов.

Затраты на монтаж:

$$M_{\text{н}} = C_{\text{оп}} \cdot \frac{M_{\text{н}\%}}{100}, \quad (54)$$

где $M_{\text{н}\%}$ – нормативный коэффициент, учитывающий затраты на монтаж, наладку единицы оборудования или аппарата в комплекте установки, $M_{\text{н}\%} = 15\%$ » [18].

«Затраты на транспортировку и хранение оборудования, или накладные расходы

$$T_{\text{с}} = C_{\text{оп}} \frac{T_{\text{с}\%}}{100}, \quad (55)$$

где $T_{\text{с}\%}$ – нормативный коэффициент, учитывающий затраты на транспортировку и складирование оборудования и аппаратов, $T_{\text{с}\%} = 7\%$.

Для вновь вводимого электрооборудования системы автоматизации процессом управления электродвигателями расчет сведем в табл. 7.

Таблица 7 - Расчет капитальных вложений в релейную защиту

Наименование элементов установки или оборудования	Кол-во	Цена за ед. продукции, руб.	Цена реализации, руб.
Релейная защита	3	35000	105000

Затраты на монтаж:

$$M_n = 105000 * \frac{15}{100} = 15750 \text{ руб.}$$

Затраты на транспортировку и хранение оборудования, или накладные расходы:

$$T_c = 105000 * \frac{7}{100} = 7350 \text{ руб.}$$

Общие капиталовложения:»

$$K_b = 105000 + 15750 + 7350 = 128100 \text{ руб.}$$

3.4 Определение эксплуатационных затрат

«Годовые затраты на эксплуатацию электрооборудования находятся по формуле» [22]:

$$И_{\Sigma} = И_{\Sigma П} + И_{\Lambda} + И_{\Sigma Л.Э} + П_{\rho},$$

где $I_{ЗП}$ – «издержки на оплату труда обслуживающего персонала, руб./год;
 I_A – издержки на амортизацию, руб./год;
 $I_{эл.э}$ – стоимость потребляемой электроэнергии,
 P_p – прочие расходы, руб./год.

Так как введение системы автоматизации предусматривает сокращение штатов, то затраты на оплату труда не рассчитываются.

Издержки на амортизацию основных фондов системы автоматизации

$$I_A = K_B \cdot \frac{H_{A\%}}{100}, \quad (56)$$

где K_B – капитальные вложения во вновь вводимое в эксплуатацию электрооборудование;
 $H_{A\%}$ – норма годовых амортизационных отчислений, $H_{A\%} = 4,4\%$.

$$I_A = 128100 \cdot \frac{4.4}{100} = 5636,4 \text{ руб./год.}$$

Стоимость электроэнергии, потребляемой вновь вводимыми электроустановками:» [18]

$$I_{эл.э} = 1,05 \cdot A_{год} \cdot C_{1кВт\cdotч}, \quad (57)$$

где «1,05 – коэффициент, учитывающий неравномерность потребления электроэнергии» [22]

« $C_{1кВт\cdotч}$ – стоимость одного киловатт-часа электроэнергии, $C_{1кВт\cdotч} = 2,9$ руб. кВт·ч;

$A_{год}$ – количество потребленной за год электроэнергии тремя блоками микропроцессорной релейной защиты:

$$A_{\text{год}} = P_y \cdot T_{\text{год}},$$

где $T_{\text{год}} = 5000$ – длительность работы электрооборудования.

$$A_{\text{год}} = 0,03 \cdot 5000 = 150 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

$$I_{\text{эл.э}} = 1,05 \cdot 150 \cdot 3,08 = 485,1 \text{ руб./год.}$$

Прочие затраты определяются как 2% от предыдущих затрат:

$$I_{\text{ПРН}} = 0,02 \cdot (5636,4 + 4099,2 + 485,1) = 204,414 \text{ руб./год.}$$

Таким образом, годовые затраты на эксплуатацию электрооборудования будут:» [18]

$$I_{\Sigma} = 5636,4 + 4099,2 + 485,1 + 204,414 = 10425,11 \text{ руб./год.}$$

3.5 Расчет экономической эффективности

«Сначала рассчитаем и сравним стоимость ущерба при отказе, устанавливаемой микропроцессорной релейной защиты и заменяемой (установленной на данный момент на объекте) электромеханической релейной защиты.

Отказ релейной защиты или неселективное отключение секции 10 кВ приведет к перерыву в электроснабжении насосных агрегатов. Длительность перерыва электроснабжения зависит от ряда обстоятельств: наличия или отсутствия постоянного дежурного персонала, время на оперативные переговоры, осмотр реле. Следовательно, необходимо рассчитать полученный в следствии перерыва ущерб.

Ущерб от прекращения электроснабжения рассчитывается по формуле:

$$Y = (a + b \cdot t) \cdot P, \quad (58)$$

где, a - постоянная (фиксированная) часть ущерба, не зависящая от продолжительности или отсутствия электроснабжения, (USD/кВт);

b - переменная часть ущерба (USD/кВт);

t - продолжительность отсутствия электроснабжения (ч);

P – потребляемая мощность электрооборудования, отключенного в результате отказа релейной защиты, (кВт).» [18]

$$a = 0 \text{ руб./кВт};$$

$$b = 24 \text{ руб./кВт};$$

$$P = 2300 \text{ кВт.}$$

«Предположим, что на оперативные переговоры и осмотр распределительного устройства 10 кВ, отключенного действием релейной защиты, потребуется 30 минут или 0,5 часа, тогда продолжительность отсутствия электроснабжения в выражении (58) будет равна $t = 0,5$ ч.

Стоимость ущерба при установке и дальнейшем использовании микропроцессорной релейной защиты:

$$Y = (0 + 24 \cdot 0,5) \cdot 2300 = 279450 \text{ руб.}$$

Стоимость ущерба при использовании установленной электромеханической релейной защиты:

$$Y' = \frac{K_{\text{НЭР}}}{K_{\text{НМУРЗ}}} (a + b \cdot t) \cdot P, \quad (59)$$

где $K_{\text{НМУРЗ}}$ - коэффициент надежности для микропроцессорного реле, 1,1;

$K_{\text{НЭР}}$ - коэффициент надежности для электромеханического реле, 1,2.

$$y' = \frac{1,2}{1,1} (0 + 8,1 \cdot 0,5) \cdot 2300 = 304600,5 \text{ руб.}$$

Результаты вычислений занесем в таблицу 4.1.» [18]

«Таблица 8 - Экономия средств при установке микропроцессорной релейной защиты

Показатели	Электромеханическое реле, РТ-82	Микропроцессорное реле,
Стоимость ущерба, руб.	304600,5	279450
Экономия (прибыль) П, руб.	25150,5	

Чистый доход предприятия из-за внедрения микропроцессорной релейной защиты:

$$\text{Ч}_д = \text{П} - \text{И}_з = 25150,5 - 10425,11 = 14725,39 \text{ руб./год.} \quad (60)$$

Рассчитаем срок окупаемости капиталовложений. Срок окупаемости капиталовложений — период времени, необходимый для того, чтобы доходы, образованные инвестициями, покрыли затраты на инвестиции.

Простой срок окупаемости можно определить по формуле:

$$T_{\text{псо}} = \frac{K_{\text{в}}}{\text{П}}, \quad (61)$$

где $K_{\text{в}}$ - капиталовложения, тыс.руб.;

П- прибыль, руб..

К прибыли относится экономия, в результате снижения ущерба от ненормальных режимов работы электроустановки.

$$T_{\text{псо}} = \frac{128100}{25150,5} = 5,09 = 5 \text{ лет.}$$

Показатели, характеризующие экономическую эффективность сводим в табл. 9.

Таблица 9 - Техничко-экономические показатели.

ПОКАЗАТЕЛИ	ЗНАЧЕНИЕ
Капиталовложения, К _в , руб.	128100
Эксплуатационные расходы И _э , руб.	10425,11
Экономия затрат (годовая прибыль) П, руб.	25150,5
Дополнительный чистый доход Ч _д , руб	14725,39
Простой срок окупаемости Т, лет	5

Гистограмма сравнения ущерба при аварийных ситуациях приведена на рисунке 19.

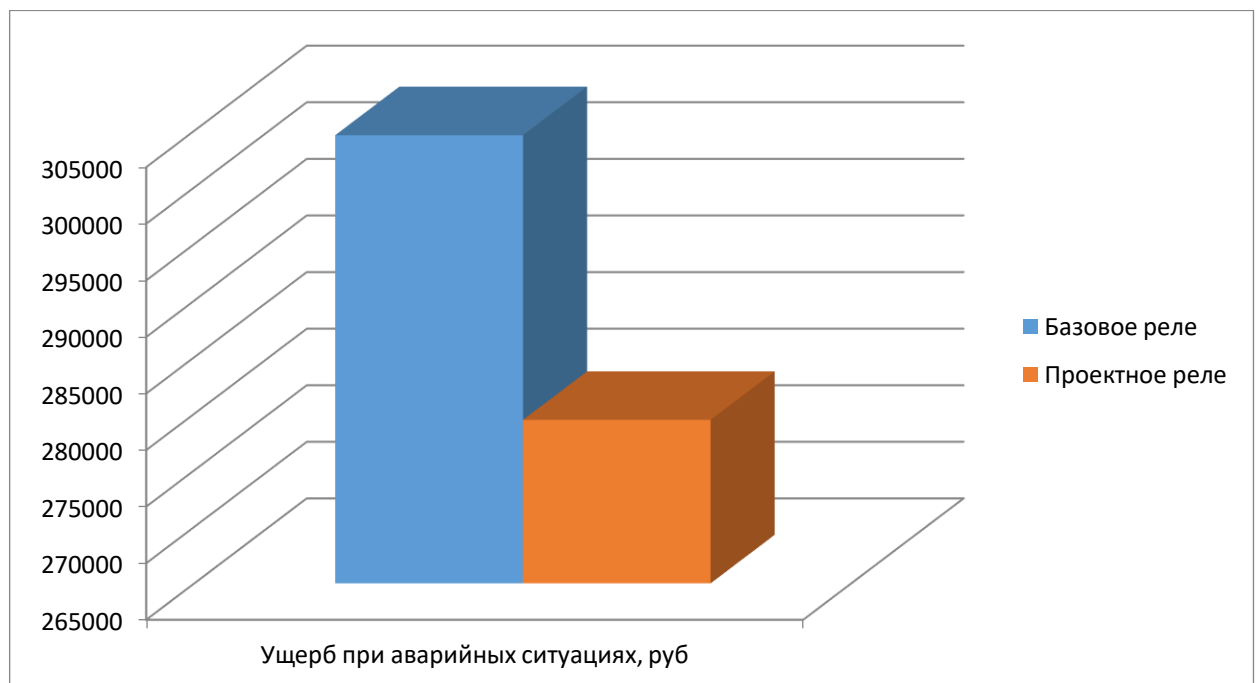


Рисунок 19 - Гистограмма сравнения ущерба при аварийных ситуациях» [18]

Выводы по третьему разделу:

В данном разделе проведен анализ внедрения микропроцессорной защиты, начиная с рассмотрения источников оперативного тока и заканчивая экономическим обоснованием проекта. Было установлено, что для обеспечения бесперебойного питания цепей управления и релейной защиты используются шкафы оперативного постоянного тока (ШОТ) с выпрямительными модулями, такими как HVR 220V20A3P-N, и тиристорными системами типа "Тиросот". Эти системы обеспечивают автоматический переход на резервное питание от аккумуляторных батарей при сбоях в основной сети.

Для повышения надежности электроснабжения рассмотрена система автоматического включения резерва (АВР). Расчет параметров АВР, включая напряжение и выдержку времени срабатывания, выполнен с учетом требований ПУЭ и специфики работы электроустановки с двигателями, имеющими самозапуск. В результате расчета определено напряжение срабатывания реле напряжения 0,66 кВ, напряжение срабатывания защиты 0,72 кВ и выдержка времени 0,6 с. Время действия на включение секционного выключателя составляет 0,8 с.

Для оценки экономической целесообразности внедрения микропроцессорной защиты определены капитальные вложения, которые составили 128100 рублей, и годовые эксплуатационные затраты, равные 10425,11 рублям. Сравнение с существующей электромеханической релейной защитой РТ-82 показало, что установка микропроцессорной защиты позволяет снизить ущерб от перерывов электроснабжения, обеспечивая экономию в размере 25150,5 рублей в год. Чистый доход предприятия после внедрения составит 14725,39 рублей в год, а срок окупаемости капиталовложений – 5 лет. Таким образом, внедрение микропроцессорной релейной защиты является экономически эффективным решением, повышающим надежность электроснабжения и снижающим финансовые потери от аварийных ситуаций.

Заключение

Использование микропроцессорных систем в релейной защите обеспечивает значительные экономические преимущества, включая снижение затрат на обслуживание и минимизацию убытков, связанных с неэффективным использованием электроэнергии. Эти устройства превосходят аналоговые электромеханические и электронные системы благодаря таким функциям, как автономная диагностика и автоматическое логирование данных о работе и нештатных ситуациях. Микропроцессорные устройства также отличаются простотой настройки и высокой надежностью в работе.

Автоматизированные системы управления, установленные на электростанциях и подстанциях, обеспечивают не только финансовые преимущества, но и улучшают организацию труда. Эти системы, базирующиеся на устройствах РЗА, сокращают затраты на строительство и монтаж, а также уменьшают габариты оборудования. Кроме того, они повышают контроль над оборудованием и ускоряют процесс обнаружения коротких замыканий, снижая количество ступеней селективности, что ведет к более эффективному использованию ресурсов.

Чтобы сократить необходимость в запасных частях, используются унифицированные технические решения и стандартные модули. Снижение расходов достигается за счет уменьшения затрат на компоненты и кабели, что способствует завершению производства на заводе. Точность настройки устройств РЗА повышается благодаря возможностям увеличения точности их расчетов. Процесс настройки упрощается с помощью специально разработанных инструментов. Интеграция устройств от таких компаний, как ООО «АББ Автоматизация», «Сименс» из Германии, «Шнайдер электрик» из Франции, а также российских НПП «ЭКРА», НТЦ «Механотроника» и НПФ «РАДИУС», способствует внедрению. Благодаря наличию свободных логических элементов появляется возможность добавления новых функций в устройства.

Российские устройства защиты, используемые в секторе энергетики, не уступают качеством западным моделям и отличаются высоким уровнем надежности, соответствуя жестким стандартам. Такие устройства как «Сириус-УВ», «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ» являются передовыми терминалами для системы РЗА силовых трансформаторов.

Применение данных устройств позволяет не только диагностировать работу самого устройства РЗА, но и оценить состояние первичного оборудования. Кроме того, они способствуют уменьшению потребления электроэнергии в цепях оперативного постоянного тока и напряжения. Важной особенностью является также упрощенный процесс определения причин аварий благодаря функции регистрации и записи данных о аварийных процессах.

Применение данных устройств способствует значительному улучшению эффективности и повышению надежности системы РЗА.

В работе подробно рассматривается структура объекта электроснабжения. Описывается сложная, многоуровневая система, включающая в себя широкий спектр электроприемников, связанных единым технологическим процессом. Важно подчеркнуть, что разнообразие этих электроприемников подразумевает различные требования к надежности электроснабжения и уровням напряжения. Поэтому, в рамках исследования проведена тщательная классификация электроприемников по степени ответственности, что позволило определить оптимальные параметры напряжения для каждой категории и сформировать обоснованные требования к системе РЗА.

Организационно-технический раздел посвящен расчету электрических нагрузок. Этот этап является фундаментальным для проектирования любой системы электроснабжения, и в данном случае расчеты производились на основе анализа установленной мощности электрооборудования. Точные данные о нагрузках являются основой для выбора параметров защитных устройств и обеспечения их селективной работы.

Особое внимание в работе уделено системе защиты электрооборудования. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы, а также предотвращения аварийных ситуаций, был применен комплексный подход, включающий различные виды защитных механизмов.

Так, для защиты силовых трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) предусмотрен целый арсенал защит: дифференциальная токовая защита, реагирующая на повреждения внутри трансформатора, максимальная токовая защита (МТЗ) от сверхтоков, возникающих при коротких замыканиях, и МТЗ от перегрузок, предотвращающая длительную работу трансформатора в режиме повышенной нагрузки.

Защита линий электропередач (ЛЭП) 110 кВ, связывающих ГПП с системой электроснабжения, также организована на высоком уровне. Используется токовая отсечка, обеспечивающая мгновенное отключение при коротких замыканиях, а также МТЗ и МТЗ нулевой последовательности (МТЗ0), предназначенные для защиты от различных видов повреждений, включая однофазные замыкания на землю.

Для цехового трансформатора Т6 реализован набор защит, включающий токовую отсечку, МТЗ от сверхтоков и МТЗ от перегрузок, что обеспечивает комплексную защиту данного оборудования.

В случае с асинхронным (АД1) и синхронным (СД1) двигателями применена токовая отсечка, которая является эффективным средством защиты от коротких замыканий в обмотках электродвигателей.

Для защиты трансформатора Т5 используется комбинация токовой отсечки и МТЗ от перегруза, обеспечивающая необходимый уровень безопасности при различных режимах работы.

Наконец, для каждого типа защиты было подобрано соответствующее оборудование, что гарантирует надежную и эффективную работу всей системы РЗА в целом. Важно отметить, что выбор оборудования производился с учетом специфики работы АО "Кисловодская сетевая компания" и требований к надежности электроснабжения.

Проведен анализ внедрения микропроцессорной защиты, начиная с рассмотрения источников оперативного тока и заканчивая экономическим обоснованием проекта. Было установлено, что для обеспечения бесперебойного питания цепей управления и релейной защиты используются шкафы оперативного постоянного тока (ШОТ) с выпрямительными модулями, такими как HVR 220V20A3P-N, и тиристорными системами типа "Тиротот". Эти системы обеспечивают автоматический переход на резервное питание от аккумуляторных батарей при сбоях в основной сети.

Для повышения надежности электроснабжения рассмотрена система автоматического включения резерва (АВР). Расчет параметров АВР, включая напряжение и выдержку времени срабатывания, выполнен с учетом требований ПУЭ и специфики работы электроустановки с двигателями, имеющими самозапуск. В результате расчета определено напряжение срабатывания реле напряжения 0,66 кВ, напряжение срабатывания защиты 0,72 кВ и выдержка времени 0,6 с. Время действия на включение секционного выключателя составляет 0,8 с.

Для оценки экономической целесообразности внедрения микропроцессорной защиты () определены капитальные вложения, которые составили 128100 рублей, и годовые эксплуатационные затраты, равные 10425,11 рублям. Сравнение с существующей электромеханической релейной защитой РТ-82 показало, что установка микропроцессорной защиты позволяет снизить ущерб от перерывов электроснабжения, обеспечивая экономию в размере 25150,5 рублей в год. Чистый доход предприятия после внедрения составит 14725,39 рублей в год, а срок окупаемости капиталовложений – 5 лет. Таким образом, внедрение микропроцессорной релейной защиты является экономически эффективным решением, повышающим надежность электроснабжения и снижающим финансовые потери от аварийных ситуаций.

Список используемых источников

1. Александров, А. В. Обзор программного обеспечения для расчетов и анализа режимов работы электроэнергетических систем / А. В. Александров, А. С. Семёнов, К. В. Суслов, Н. В. Томин // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2021. – № 3 (71). – С. 95–112. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-programmnogo-obespecheniya-dlya-raschetov-i-analiza-rezhimov-raboty-elektroenergeticheskikh-sistem> (дата обращения: 26.09.2024). – Текст: электронный.
2. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник и практикум для вузов / В. А. Андреев. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2023. – 449 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-16084-3.
3. Афанасьев, А. В. Цифровые технологии релейной защиты и автоматики энергосистем : учебное пособие / А. В. Афанасьев, А. К. Белотелов, В. А. Ефремов. – Москва : МЭИ, 2020. – 216 с. – ISBN 978-5-7046-2345-4.
4. Булычев, А. В. Теоретические основы релейной защиты : учебное пособие / А. В. Булычев, И. Н. Гусев, Ю. Г. Шакарян. – Москва : МЭИ, 2021. – 312 с. – ISBN 978-5-7046-2488-8.
5. Герасименко, А. А. Электроснабжение: учебник и практикум для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2022. – 465 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-15054-7.
6. Головкин, П. И. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебник / П. И. Головкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 540 с. – ISBN 978-5-8114-9876-8.
7. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической

энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 19 с.

8. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Введ. 2008-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 28 с.

9. ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. – Введ. 2013-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2013. – 25 с.

10. Гуревич, В. И. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы / В. И. Гуревич. – Москва : Инфра-Инженерия, 2011. – 336 с. – ISBN 978-5-9729-0036-1.

11. Гуревич, В. И. Цифровые подстанции. Проблемы и перспективы / В. И. Гуревич. – Москва : Инфра-Инженерия, 2016. – 220 с. – ISBN 978-5-9729-0132-0.

12. Дорохин, Е. Г. Диагностика оборудования электрических подстанций: учебное пособие / Е. Г. Дорохин, Д. О. Осипов. – Москва : ИНФРА-М, 2022. – 204 с. – (Высшее образование: Бакалавриат). – ISBN 978-5-16-016635-4.

13. Захаров, О. Г. Релейная защита электроэнергетических систем : учебник для вузов / О. Г. Захаров. – Москва : Издательство Юрайт, 2023. – 358 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-15780-5.

14. Каминский, М. Л. Электрические подстанции : учебное пособие для вузов / М. Л. Каминский. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : Издательство Юрайт, 2021. – 158 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-14506-2.

15. Киреева, Э. А. Расчеты режимов и устойчивости электроэнергетических систем в современных программных комплексах : учебное пособие / Э. А. Киреева, Е. В. Цветков. – Москва : МЭИ, 2019. – 192 с. – ISBN 978-5-7046-2198-6.

16. Князев, В. В. Проектирование систем электроснабжения : учебное пособие / В. В. Князев, Г. В. Кривошеин. – Москва : ИНФРА-М, 2021. – 368 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-16-015972-1.
17. Козлов, В. А. Электроснабжение и электрооборудование : учебник и практикум для вузов / В. А. Козлов. – Москва : Издательство Юрайт, 2023. – 341 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-16423-0.
18. Мантров, В. А. Электрические сети : учебное пособие для вузов / В. А. Мантров. – Москва : Издательство Юрайт, 2023. – 137 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-16569-5.
19. Маньков, В. Д. Безопасность в электроустановках : учебное пособие / В. Д. Маньков, С. Ф. Заграничный. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 628 с. – ISBN 978-5-8114-8779-3.
20. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебник для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков ; под редакцией И. П. Крючкова. – 6-е изд., стер. – Москва : Издательство Юрайт, 2023. – 689 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-15743-0.
21. Овчаренко, Н. И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебное пособие / Н. И. Овчаренко. – Москва : ИНФРА-М, 2021. – 330 с. – (Высшее образование: Бакалавриат). – ISBN 978-5-16-015427-6.
22. Попов, М. Г. Направления развития систем РЗА в современных условиях / М. Г. Попов, А. С. Шалимов, Е. С. Агафонова, А. А. Мальцев // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2023. – Т. 23, № 1. – С. 62–74. – DOI: 10.14529/power230106.
23. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – Москва : КноРус, 2023. – 494 с. – ISBN 978-5-406-11371-3.
24. Праховник, А. В. Экономика энергетики : учебник / А. В. Праховник. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 408 с. – ISBN 978-5-8114-7519-6.

25. Программно-аппаратные комплексы исследования средств релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем // Энергия и менеджмент : [сайт]. – 2022. – URL: <https://power-e.ru/measuring/programmno-apparatnye-kompleksy-issledovaniya/> (дата обращения: 26.09.2024). – Текст : электронный.

26. Романов, Р. М. Проектирование электрической части подстанций : учебное пособие / Р. М. Романов. – Москва : ИНФРА-М, 2022. – 260 с. – (Высшее образование: Бакалавриат). – ISBN 978-5-16-016763-4.

27. Современные тенденции развития цифровых систем релейной защиты и автоматики : материалы науч.-техн. конф. молодых специалистов форума «РЕЛАВЭКСПО-2023» / Чувашский государственный университет имени И. Н. Ульянова. – Чебоксары : Изд-во Чуваш. ун-та, 2023. – 169 с. – ISBN 978-5-7677-3598-1.

28. Солодилова, Е. В. Тенденции развития и автоматизации систем релейной защиты / Е. В. Солодилова, Р. Р. Мухаметов, Д. А. Щуров // Молодой ученый. – 2023. – № 21 (468). – С. 90-93. – URL: <https://moluch.ru/archive/468/102980/> (дата обращения: 26.09.2024). – Текст : электронный.

29. СТО 34.01-2.2-008-2021. Объекты электросетевого хозяйства. Подстанции напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования. – Введ. 2021-10-01. – Москва : ПАО «Россети», 2021. – 150 с.

30. СТО 56947007-29.240.10.281-2019. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Системы оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанций. – Введ. 2019-06-17. – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2019. – 68 с.

31. Ушаков, В. Я. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учебное пособие / В. Я. Ушаков. – Москва : ИНФРА-М, 2020. – 444 с. – (Высшее образование: Бакалавриат). – ISBN 978-5-16-015384-2.

32. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем : учебник / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : НЦ ЭНАС, 2008. – 512 с. – ISBN 978-5-9319-6729-1. (Классический учебник, полезен для основ)
33. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей : учебное пособие / М. А. Шабад. – 7-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 348 с. – ISBN 978-5-8114-9108-0.
34. Эдельман, В. И. Кибербезопасность автоматизированных систем управления технологическими процессами в электроэнергетике / В. И. Эдельман, Д. А. Панов // Энергоэксперт. – 2019. – № 6. – С. 62–68.
35. Elmore, W. A. (Ed.). Protective Relaying Theory and Applications / W. A. Elmore. – 2nd ed. – Boca Raton : CRC Press, 2003. – 648 p. – ISBN 978-0-8247-4343-7.
36. Grainger, J. J. Power System Analysis / J. J. Grainger, W. D. Stevenson, Jr. – New York : McGraw-Hill, 1994. – 832 p. – ISBN 978-0-07-061293-8.
37. Horowitz, S. H. Power System Relaying / S. H. Horowitz, A. G. Phadke. – 4th ed. – Chichester : Wiley-IEEE Press, 2014. – 456 p. – ISBN 978-1-118-60216-6.
38. IEC 61850-3:2013. Communication networks and systems for power utility automation – Part 3: General requirements. – Geneva : International Electrotechnical Commission, 2013. – 131 p.
39. IEEE Std C37.90-2005. IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. – New York : IEEE, 2005. – 48 p. – DOI: 10.1109/IEEESTD.2005.96380.
40. IEEE Std C37.118.1-2011. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. – New York : IEEE, 2011. – 63 p. – DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.
41. Kundur, P. Power System Stability and Control / P. Kundur. – New York : McGraw-Hill, 1994. – 1176 p. – ISBN 978-0-07-035958-1. (Фундаментальный труд по устойчивости)

42. McDonald, J. D. (Ed.). Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald. – 3rd ed. – Boca Raton : CRC Press, 2012. – 818 p. – ISBN 978-1-4398-5638-3.
43. Warrington, A. R. van C. Protective Relays: Their Theory and Practice. Vol. 1 / A. R. van C. Warrington. – London : Chapman & Hall, 1968. – 484 p. (Классика по релейной защите)
44. Ziegler, G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications / G. Ziegler. – 2nd ed. – Erlangen : Publicis Publishing, 2012. – 244 p. – ISBN 978-3-8957-8398-5.