

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики шиносоединительного выключателя открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ

Исполнитель

студент группы 742 об4

(подпись, дата)

М.С. Ходосевич

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ходосевич Михаил Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики шиносоединительного выключателя открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы полученные при производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Обоснование необходимости модернизации релейной защиты и автоматики ШСВ. Расчет параметров схемы замещения. Расчет токов короткого замыкания. Проверка возможности оставить существующие оборудование.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема Благовещенской ТЭЦ. Схема замещения и результаты расчетов короткого замыкания. Схема узла УРОВ.

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

7. Дата выдачи задания 10.02.2021.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич.
доцент, кандидат технических наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.02.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: страниц 111, рисунков 17, таблиц 4, формул 58, 30 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ТЕРМИНАЛ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект модернизации релейной защиты и автоматики шиносоединительного выключателя открытого распределительного устройства 110 кВ Благовещенской ТЭЦ с заменой существующих воздушных выключателей, трансформаторов тока на более перспективные элегазовые, имеющие большую отключающую способность токов короткого замыкания, что позволит увеличить надежность системы в целом, уменьшить капитальные затраты на установку и обслуживание элегазовых выключателей и всего элегазового оборудования.

В основной части диплома были рассчитаны токи короткого замыкания и по ним произведен выбор оборудования, трансформаторов; указаны конструкции, принцип действия, технические характеристики, а также дана краткая характеристика релейной защиты и автоматики. В разделе «Безопасность и экологичность» была дана краткая характеристика мер безопасности на ТЭЦ.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Обоснование необходимости модернизации релейная защита и автоматика ШСВ	12
1.1 Требования к ШСВ 110	14
1.2 Требования к архитектуре системы	15
1.3 Показатели назначения	16
1.4 Требования к надежности	16
1.5 Требования к интерфейсу пользователя, эргономике и технической эстетике	17
1.6 Требования к защите информации от несанкционированного доступа	18
1.7 Требования по сохранности информации при авариях	18
1.8 Требования по стандартизации и унификации	18
1.9 Характеристика МКП-110	18
1.10 Характеристика ТРГ-УЭТМ-110	20
2 Расчёт параметров схемы замещения	22
2.1 Схема замещения	22
2.2 Определение параметров схемы замещения	23
3 Расчёт токов короткого замыкания	26
3.1 Произведем расчёт тока в именованных единицах	26
3.2 Расчет $I^{(1)}$	27
4 Проверка возможности оставить существующие оборудование на ору 110 кВ Благовещенской ТЭЦ	32
5 Выбору уставок	35
5.1 Выбор уставок УРОВ	35

5.2 Выбор уставок АПВ	36
5.3 Выбор времени готовности АПВ	37
5.4 Выбор уставок двукратного АПВ	38
5.5 Выбор времени включения от АПВ	40
6 Выбор параметров срабатывания устройств рза	43
6.1 Общие указания	43
6.2 Выбор параметров срабатывания защит ШСВ-110 кВ	43
6.2.1 Расчет уставок первой ступени ненаправленной МТЗ	43
6.2.2 Расчет уставок второй ступени ненаправленной МТЗ	44
6.2.3 Расчет уставок первой ступени ТЗНП	46
6.2.4 Расчет уставок второй ступени ТЗНП	48
6.2.5 Расчет уставок третьей ступени ТЗНП	50
7 Устройство автоматики на ору 110 кВ Благовещенской ТЭЦ	53
7.1 Защита шин, защита на обходном, шиносоединительном и секционном выключателях	53
7.2 Краткая характеристика оборудования КПА-М ШВОГ	57
7.3 Краткая характеристика оборудования АРЗКЗ, ЧДА	61
7.4 Краткая характеристика оборудования АОПН и АОСН	63
7.5 Краткая характеристика оборудования КПА-М-02-10010-УХЛ4	65
8 Вопросы работы УРОВ на шинах РУ ВН Благовещенской ТЭЦ	71
8.1 Виды резервирования	71
8.2 УРОВ для схемы с двойной системой шин с контролем по напряжению	72
8.3 Наладка	79
8.4 Эксплуатация уров оперативным персоналом	84
9 Экономическое обоснование применяемых технических решений	89
10 Безопасность и экологичность	91
10.1 Безопасность	91
10.2 Экологичность	94

10.2.1 Экологичность элегазового оборудования	95
10.2.2 Экологичность масляного оборудования	96
10.3 Расчет маслоприемника под маслонеполненный трансформатор	98
10.4 Чрезвычайные ситуации	102
Заключение	106
Библиографический список	108

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;

БРКУ – комплекс регистрации аварийных событий;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ЗНП – защита нулевой последовательности;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МТО – максимальная токовая отсечка;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СВ – соленоид включения;

УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя;

ШСВ – шиносоединительный выключатель.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая отрасль Российской Федерации является одной из основополагающих отраслей промышленности, и после развала Советского Союза она продолжала являться гарантом поддержки экономики и снабжения населения страны электрической и тепловой энергией.

Вместе с этим в отрасли ускоренными темпами увеличиваются объемы оборудования электростанций и электрических сетей, выработавших свой проектный ресурс. К 2015 г. парковый ресурс выработали почти 70 % генерирующих мощностей.

В наше время привлечение инвестиций, повышение энергоёмкости их использования, а также принятие стратегически важных решений по развитию электроэнергетики, структурам и органам ее управления имеют ключевое значение для будущего не только электроэнергетики, но и всей экономики страны в целом.

Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского с привлечением ведущих инженеров Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, института Энергосетьпроект, ЦЦУ ЕЭС России, при использовании результатов совместных с исполкомом Электроэнергетического совета СНГ разработок выполнена крупная научно-исследовательская работа, которая охватывает все стратегические вопросы перспективы развития электроэнергетики России.

Структура расходуемого топлива на ТЭС будет изменяться в сторону уменьшения доли мазута до 3 - 4 % и соответственно увеличения доли других первичных энергоресурсов — угля и газа, причем соотношение между газом и углем будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь и политикой государства в использовании различных видов топлива для электроэнергетики [5].

ПКМ (Программа комплексной модернизации) - долгосрочная программа (с периодом реализации 2012-2020 гг. с перспективой до 2025 года) направленная на техническое перевооружение генерирующих объектов РусГидро. Планируется заменить 55% турбин, 42% генераторов и 61% трансформаторов от общего парка РусГидро. Это позволит переломить тенденцию старения оборудования, обновить все генерирующие мощности, отработавшие нормативные сроки, а также снизить эксплуатационные затраты за счет уменьшения объёмов ремонтов и автоматизации процессов. Реализация ПКМ позволит к моменту её окончания заменить генерирующее оборудование общей мощностью 12618 МВт и увеличить установленную мощность объектов компании на 779 МВт. Планируемый прирост выработки за счет мероприятий в рамках программы составит 1375,6 млн кВт ч.

Важным направлением в электроэнергетике для современных условий является развитие сети распределенных генерирующих мощностей путем строительства небольших электростанций, в первую очередь ТЭЦ небольшой мощности с ПГУ и ГТУ [5].

Устройства релейной защиты должны обладать необходимыми для них свойствами, соответствующими известным основным требованиям: быстродействию, чувствительности, селективности и надёжности.

Для достижения требуемой эффективности функционирования защиты энергоблоков необходимо выполнение следующих условий:

- основные защиты от внутренних КЗ должны обеспечивать быстрое отключение повреждений любого элемента блока. При этом не должно оставаться ни одного незащищённого (не входящего в зону действия защит) участка первичной схемы. Однако в ряде случаев приходится вынужденно допускать применение защит, неполностью охватывающих защищаемое оборудование (например, при витковых замыканиях);
- резервные защиты энергоблока также должны охватывать все его элементы и должны обеспечивать ближнее и дальнее резервирование

соответственно основных защит блока и защит прилегающей сети (на АЭС ближнее резервирование должно быть быстродействующим);

- повреждения, не сопровождающиеся КЗ и не отражающиеся на работе энергоблока, также должны по возможности быстро отключаться, если их развитие может привести к значительным разрушениям оборудования;

- аномальные режимы (например, перегрузки, потеря возбуждения и др.) должны автоматически ликвидироваться защитой, если они недопустимы для оборудования или для энергосистемы. В случаях, когда не требуется немедленная ликвидация аномального режима, допускается только сигнализация о его возникновении;

- действие устройств релейной защиты должно быть увязано с технологическим;

- действие устройств релейной защиты должно быть увязано с технологическими защитами и автоматикой энергоблока.

Основные требования к выполнению релейной защиты, обязательные при проектировании и в эксплуатации, устанавливают Правила устройства электроустановок, Правила технической эксплуатации и другие директивные материалы на основе многолетнего опыта научно-исследовательских разработок, производства, проектирования и эксплуатации устройств релейной защиты [10].

Выполнен на электромеханической базе, путем замены на микропроцессорные защиты и замена кабельной продукции, что приводит к снижению надежности работы модернизированных устройств РЗ на базе микропроцессорных устройств совместно с существующей защитой ШСВ 110 на электромеханической базе.

Требуется повышение надежности функционирования эксплуатируемого оборудования и снижение вероятности неправильной работы устройства РЗ путем:

- постоянного мониторинга исправности устройства РЗ;

- повышения оперативности доступа к информации обслуживающего персонала РЗА и оперативного персонала, находящегося на дежурстве;

- реализации удаленного доступа к устройству РЗ для сбора информации (файлов параметрирования, файлов осциллограмм, файлов журнала событий) и возможность оперативного анализа действий устройства РЗ;

- осуществления контроля изменения функционирования и состояния устройства РЗ;

- обеспечения возможности качественного анализа работы РЗ.

Реконструкция защиты ШСВ 110 с установкой шкафа ступенчатых защит и автоматики управления ШСВ 110 (ШЭ2607 015) обеспечит быстроедействие работы защиты, повысит надежность работы РЗА и силового оборудования ОРУ 110 кВ. Реконструкция также повысит информативность передаваемой в локальную сеть информации о состоянии и работе защит [10].

1 ОБОСНОВАНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ШИНОСОЕДИНИТЕЛЬНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Объектами предпроектного обследования являются системы Релейная защита и автоматика (РЗА), система обмена технологической информацией автоматизированной системы Системного оператора (СОТИАССО), Система сбора и передачи информации (ССПИ) Благовещенской ТЭЦ (БТЭЦ). Обследование проводилось для определения объёма и возможности реконструкции, необходимой в связи с установкой микропроцессорной защиты присоединения шиносоединительный выключатель ШСВ-110 кВ, интеграцией устанавливаемого оборудования в систему РАСП, СОТИАССО, оперативного питания и центральной сигнализации [1].

В настоящее время на ОРУ-110 кВ в ячейке присоединения ШСВ-110 кВ установлен масляный выключатель типа МКП-110М-1000/20Б, выключатель подлежит замене. В настоящее время в разработке находится проект «Реконструкция оборудования ОРУ-110 кВ с заменой мВ на элегазовые СА БТЭЦ», фирма-проектировщик ООО «НПО «СПБЭК». В указанном проекте выполняется привязка выключателя к существующим защитам и автоматике управления ШСВ-110 кВ, выполненных на электромеханических реле.

Панель защиты и управления выключателем находится в существующем помещении ЗРП-1. Защита ШСВ-110 кВ выполнена на электромеханических реле и совмещена в одной панели с ДЗШ-110 кВ (ЗРП-1, панель 19Р), данная панель будет демонтирована. Автоматика управления выключателем ШСВ-110 кВ выполнена на электромеханическом реле и совмещена в одной панели с цепями ТН-110 кВ (ЗРП-1, панель 20Р), данная панель будет демонтирована [24].

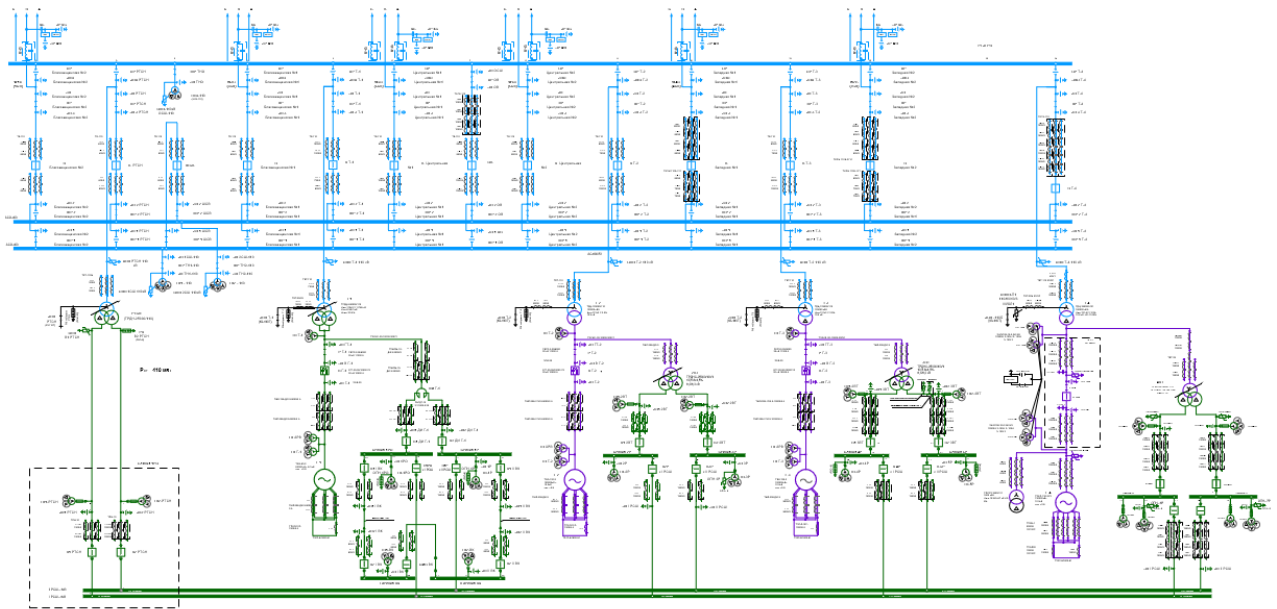


Рисунок 1 – Схема электрических соединений Благовещенской ТЭЦ

На панели автоматики ШСВ-110 кВ (ЗРП-1, панель 20Р) также находятся:

- преобразователь измерительный переменного тока типа Е842/1 для подключения цепей измерения присоединения;
- преобразователь измерительный переменного тока типа Е 9527/15 ЭС для регистратора аварийных событий.

Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока». Согласно приказу Министерства энергетики РФ от 13 февраля 2019 г. № 101 должна быть обеспечена правильная работа устройств РЗА при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45 - 55 Гц. Все оборудование, применяемое в проекте, должно быть согласовано с Заказчиком, соответствовать требованиям ТР ТС и/или ГОСТам и иметь необходимые сертификаты и/или декларации (соответствия, качества и т.д.),

разрешения на применение на территории РФ, а также соответствовать требованиям Ростехнадзора, Роспотребнадзора, если такое соответствие установлено законодательством РФ [6].

1.1 Требования к ШСВ 110

Функции ШСВ 110:

1. Резервная защита ошиновки и автоматики управления шиносоединительным выключателем напряжением 110 кВ.
2. Содержит один комплект, реализующий функции ТЗНП, МТЗ от двухфазных, двухфазных на землю и трехфазных КЗ, АУВ, АПВ и УРОВ.
3. Питание оперативным постоянным током терминала, цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения, а также цепей второй группы электромагнитов отключения выключателя выполнены от отдельных автоматических выключателей.
4. Обеспечивается возможность 2 групп уставок.
5. ТЗНП содержит три ненаправленные ступени для защиты от КЗ с землей.
6. МТЗ содержит две ступени.
7. Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений. Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на секциях (шинах) с обеих сторон выключателя (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.
8. Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

9. Отключение выключателей осуществляется с помощью групп выходных промежуточных реле, предусмотренных выключателя.

10. Выходные промежуточные реле каждого присоединения при срабатывании обеспечивают отключение выключателя через два соленоида отключения.

11. Указанные группы выходных промежуточных реле содержат дополнительные контакты, которые могут использоваться для пуска УРОВ и запрета АПВ, для пуска внешних РАСП по каждому пусковому сигналу и выходных воздействий, передачи сигналов в систему СОТИАССО.

12. АУВ имеет выходные воздействия на 2 ЭМО.

13. Мониторинг исправности и срабатываний РЗА.

14. Защита должна обеспечивать возможность программного изменения коэффициента трансформации.

15. Защита должна иметь возможность интеграции в существующую локальную сеть сбора информации и синхронизации времени внутренних часов.

16. Защита должна быть выполнена с использованием микропроцессорных терминалов РЗА с параметрами [7]

1.2 Требования к архитектуре Системы

Защита должна удовлетворять следующим общим техническим требованиям:

- сбор и первичная обработка информации о работе устройств РЗА;
- синхронизация времени внутренних часов терминалов в автоматическом режиме;
- уведомление персонала о срабатывании и неисправности защиты.
- регистрация состояния и срабатывания устройств РЗА;
- регистрация аварийных событий;
- формирование массивов текущей информации для дальнейшего использования другими системами;

- накопление и архивация информации в базе данных;
- представление информации пользователям в удобном виде (просмотр событий и осциллограмм, отчетных документов, диагностической информации и др.);

- опрос и запись параметров РЗА;
- передача требуемой информации на АРМ.

Доступ к информации должен быть обеспечен с рабочих мест инженеров удаленно по локальной сети и по месту установки защиты.

Должна быть обеспечена функция автоматического скачивания осциллограмм и журналов событий без потери данных [7].

1.3 Показатели назначения

Заложенные решения должны обеспечивать корректную работу Защиты.

Заложенные решения не должны вносить изменения в устройства РЗА, имеющие общие связи с Защитой.

Допускается установка дополнительных устройств не вносящих изменений в конструктив и программное обеспечение существующих РЗА.

Необходимо предусмотреть возможности развития, расширения и модернизации Защиты.

Работоспособность защиты при изменении частоты электрического тока в диапазоне частот 45-55 Гц должна быть подтверждена документально [9].

1.4 Требования к надежности

Выход из строя любой составной части Защиты, (модуля) ПО или нарушение внешних интерфейсов не должны приводить к прекращению функционирования Защиты в целом, при этом должна обеспечиваться возможность выполнения функций всех оставшихся частей в нормальном или автономном режиме.

Повышение надежности ПО в части ошибочных действия

пользователей следует обеспечивать необходимым уровнем защиты от несанкционированного доступа к информации, а также разграничением полномочий доступа и прав пользователей [22].

Если авария или неустраняемая ошибка произошла, то Защита должна восстанавливать работоспособность при повторном перезапуске компонентов ПО.

Проектом определить:

- необходимость резервирования оборудования связи;
- устройств коммутирования и передачи информации (включая линии ВОЛС);
- надежность схемы электропитания;
- достаточность свободных контактов реле для подключения внешних устройств;
- достаточность комплектации ЗИП.

1.5 Требования к интерфейсу пользователя, эргономике и технической эстетике

Интерфейс пользователя должен обеспечивать интуитивно-понятное состояние Защиты.

Все формы отображения интерфейса Защиты должны быть согласованы с Заказчиком.

У пользователя должна иметься общая и конкретная контекстно-зависимая справочная информация (руководства по эксплуатации, настройке, наладке). Информация должна иметь текстовый и графический материалы доступный для восприятия человеком.

При проведении ПНР наладочной организацией должна быть разработана инструкция по эксплуатации ЩСВ на Благовещенской ТЭЦ в формате требований АО «ДГК».

1.6 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Система должна обеспечивать аутентификацию пользователей.

Система должна обеспечивать контроль доступа пользователей к защищаемым информационным ресурсам.

1.7 Требования по сохранности информации при авариях

При разработке следует учитывать, что данные должны сохраняться в устройстве Защиты в случае перебоев с электропитанием любой продолжительности.

Восстановление работоспособности системы должно быть возможным как целиком, так и по частям.

1.8 Требования по стандартизации и унификации

Унификация технических решений при разработке Защиты должна обеспечиваться единообразным подходом к решению однотипных задач:

- одинаковый способ реализации однотипных функций;
- использование типизации алгоритмических модулей и унификации компонентов видов обеспечения.

Унификация ПО должна обеспечиваться:

- реализацией модульного принципа построения программных компонентов;

Унификация компонентов информационного обеспечения Защиты должна быть направлена на использование единых способов структуризации данных и методов связи программ и данных [4].

1.9 Характеристика МКП-110

Выключатели типов МКП-110-1000/630-20У1 и МКП-110М-1000/630-20У1 предназначены для коммутации оперативных токов и токов к.з. в электрических сетях. Выключатель устанавливается на открытых распределительных устройствах (ОРУ) станций и подстанций энергетических

систем на номинальное напряжение 110 кВ переменного тока частоты 50 или 60 Гц. (Рисунок 2)

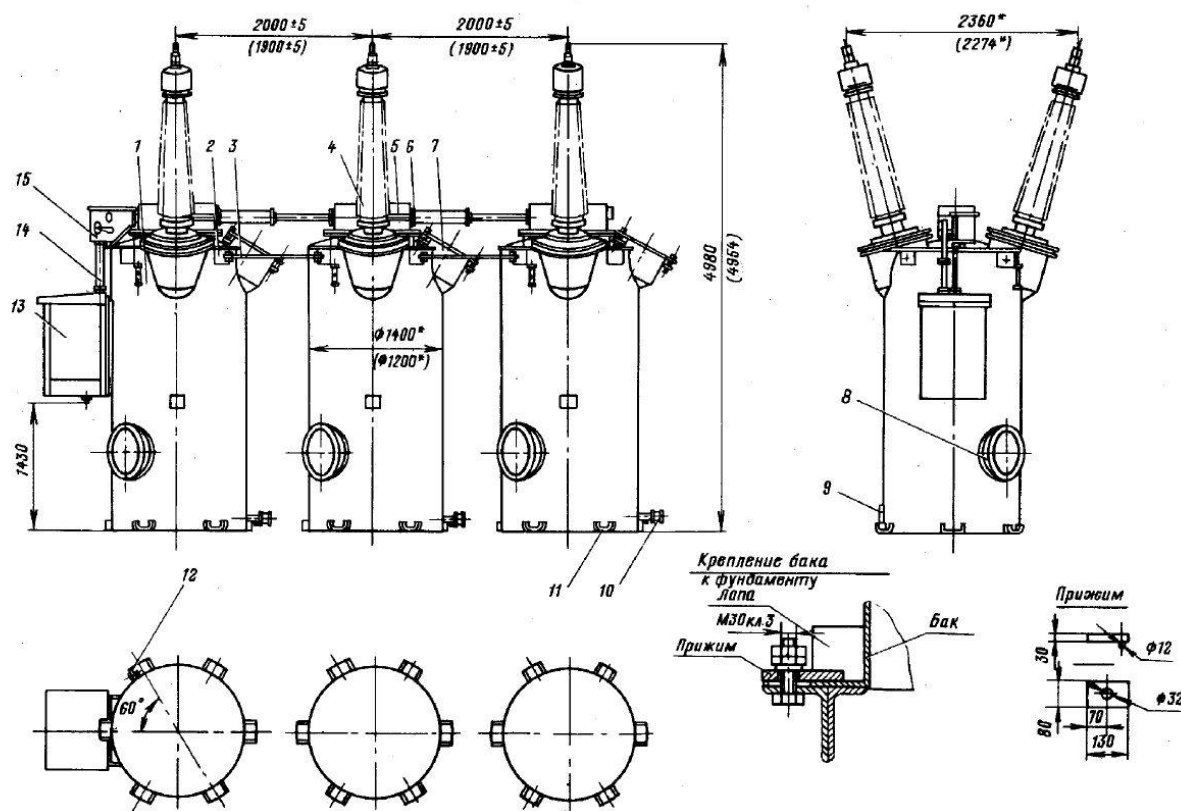


Рисунок 2 – Выключатель МКП-110

Выключатель состоит из трех полюсов, соединенных в единый агрегат с помощью шпилек, труб и расположенных в них соединительных тяг. Полюс — бак цилиндрической формы с приваренными к нему угольниками для подъема и крепления баков между собой соединительными шпильками.

Комплект узлов предназначен для модернизации высоковольтного выключателя с целью повышения его отключающей способности с 3500 до 4750 мВА, предельного тока отключения с 18,3 до 25 кА в цикле двухкратного автоматического повторного включения при номинальном токе 1000 или 600 А.

Условия эксплуатации.

Высота над уровнем моря не более 1000 м, температура окружающего воздуха не выше +40 (при среднесуточной температуре не выше +35 гр.С) и не ниже минус 40 гр. С (эпизодически минус 45С), скорость ветра при отсутствии гололеда - до 40 м/с, при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм - до 15 м/с, тяжение проводов в горизонтальном направлении в плоскости вводов - до 100 кг*с. Управление выключателем осуществляется общим для трех полюсов подвесным приводом постоянного тока типа ШПЭ-33

Отличие МКП-110 от МКП-110М:

Буква М обозначает исполнение с отдельными баками, без М - исполнение на общей раме.

Выключатель типа МКП-110-1000/630-20У1- трехполюсный аппарат, полюсы которого установлены на общей сварной раме и жестко соединены.

Выключатель устанавливаются на типовом фундаменте.

Выключатель типа МКП-110-1000/630-20У1 - трехполюсный аппарат, состоящий из трех отдельных полюсов, связанных распорками.

Каждый выключатель комплектуется встроеными трансформаторами тока типа ТВ-110-20У2 или ТВУ-110-50У2, климатическое исполнение У, категория размещения 2 по ГОСТ 15150-69, а также вводами БМПУ/15 - 110/1000У1 усиленного исполнения категории Б [1].

Выключатель будет заменен на элегазовый марки ТРГ-УЭТМ-110

1.10 Характеристика ТРГ-УЭТМ-110

ТРГ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 Гц или 60 Гц с номинальным напряжением 110 кВ.

- Предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным, тропическим (до плюс 55°С) или холодным климатом (до минус 60°С) , невзрывоопасной

окружающей средой, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

- Высокий класс точности обмотки для измерения - вплоть до класса коммерческого учета электроэнергии 0,2S
- Отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции, а также снижает до минимума вероятность внутреннего пробоя изоляции
- Возможность пломбирования выводов вторичной обмотки для коммерческого учета электроэнергии, что позволяет предотвратить несанкционированный доступ к этим выводам
- По специальному заказу возможна поставка заводской металлоконструкции, покрытой горячим цинком, для установки выключателя ВГТ-УЭТМ-110 совместно с тремя трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ-110 [16].



Рисунок 3 – ТРГ-УЭТМ-110

2 РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

2.1 Схема замещения

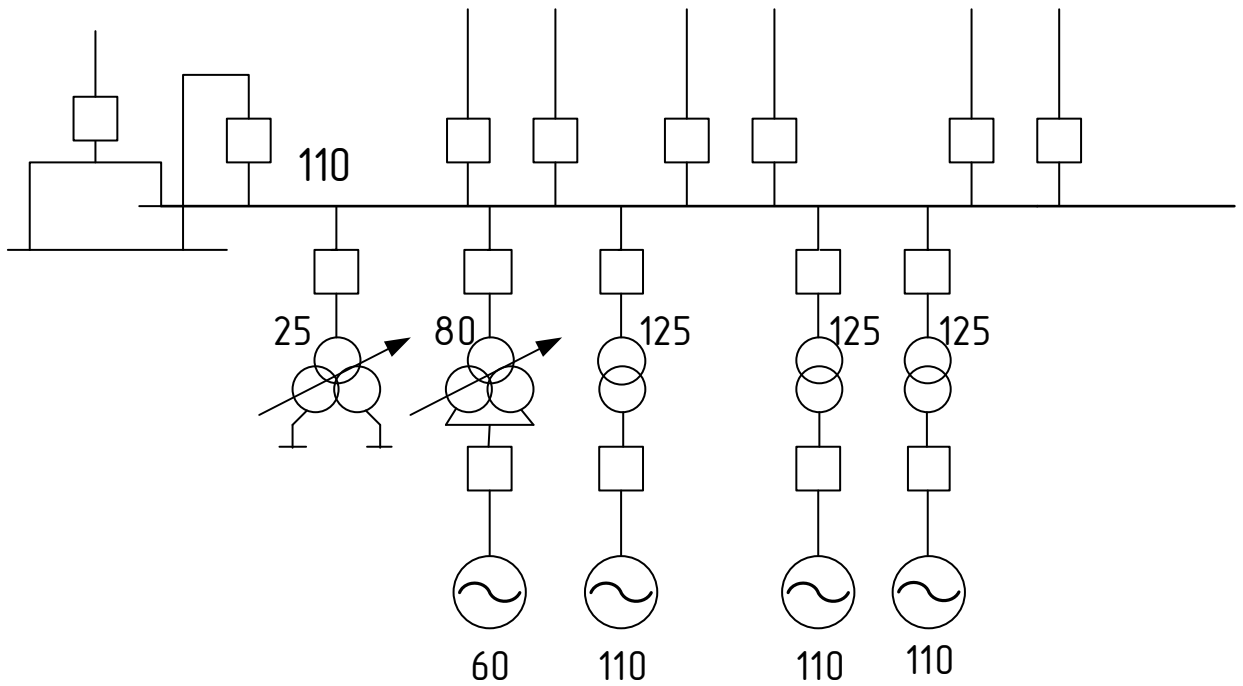


Рисунок 4 – Структурная схема ТЭЦ

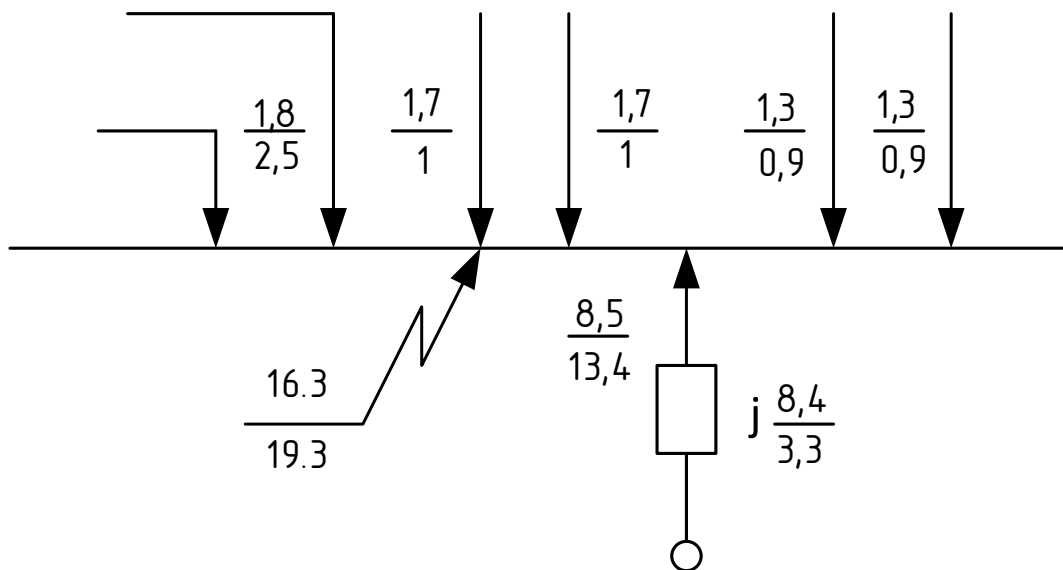


Рисунок 5 – Данные короткого замыкания

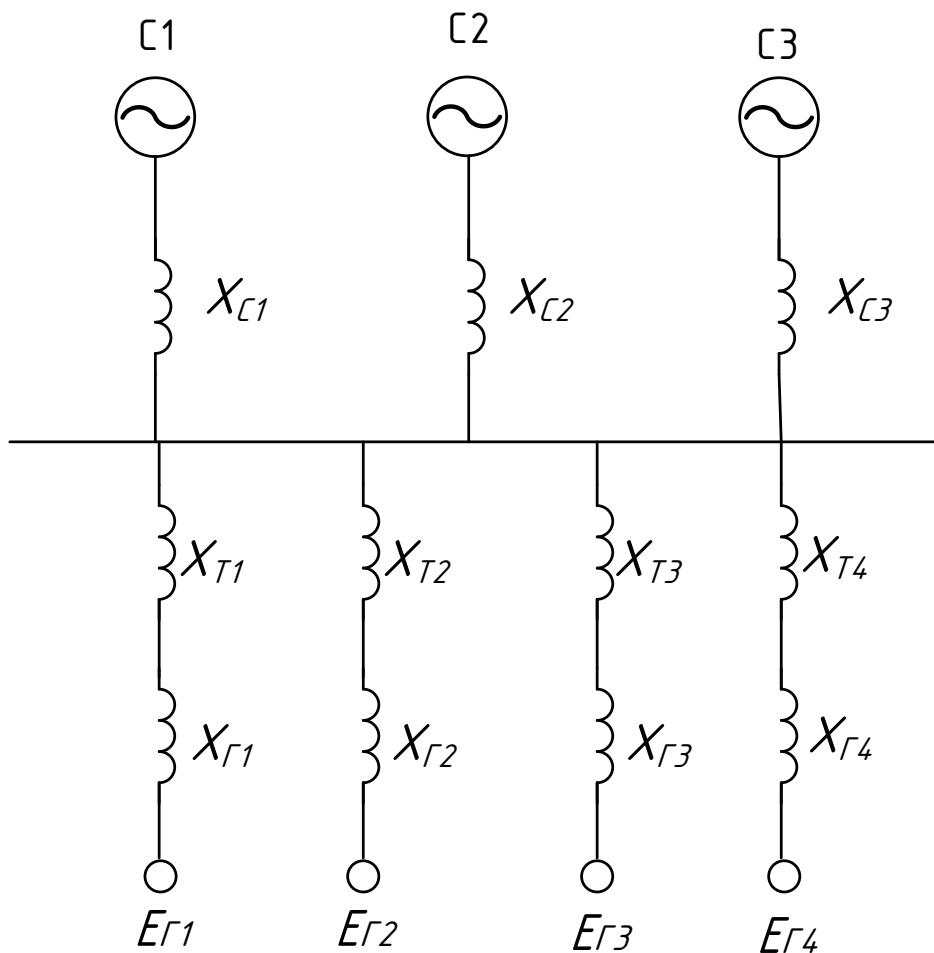


Рисунок 6 – Схема замещения

2.2 Определение параметров схемы замещения

Для упрощения решения будем производить расчёт в относительных единицах приближённым способом [22]. Базисные величины возьмём следующие: $S_6 = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_6 = 115 \text{ кВ}$.

Система.

$$X_{C^*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_c} \quad (1)$$

$$X_{C1^*} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,8} = 0,34 \text{ о. е.}$$

$$X_{C2}^* = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,4} = 0,18 \text{ о. е.}$$

$$X_{C3}^* = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,6} = 0,24 \text{ о. е.}$$

Генераторы

Формула для сопротивлений генератора имеет вид:

$$X_{Г*} = X''_d \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (2)$$

$$X_{Г1}^* = 0,2 \cdot \frac{125}{63} = 0,69 \text{ о. е.}$$

$$X_{Г2}^* = 0,192 \cdot \frac{125}{120} = 0,199 \text{ о. е.}$$

$$X_{Г3}^* = 0,192 \cdot \frac{125}{120} = 0,199 \text{ о. е.}$$

$$X_{Г4}^* = 0,192 \cdot \frac{125}{120} = 0,199 \text{ о. е.}$$

Трансформаторы.

Сопротивления двухобмоточных трансформаторов определяются по формуле:

$$X_{Т*} = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ТНОМ}} \quad (3)$$

$$X_{Т1}^* = \frac{10,8}{100} \cdot \frac{125}{80} = 0,17 \text{ о. е.}$$

$$X_{Т2}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{125}{125} = 0,11 \text{ о. е.}$$

$$X_{Т3}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{125}{125} = 0,11 \text{ о. е.}$$

$$X_{Т4}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{125}{125} = 0,11 \text{ о. е.}$$

Значения сопротивлений обратной последовательности имеют следующие значения:

$$I_{i*} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot x_{i*}} \quad (4)$$

$$x_{i*1} = x_{c1} \quad (5)$$

$$x_{i*2} = x_{c2} \quad (6)$$

$$x_{i*3} = x_{c3} \quad (7)$$

$$x_{i*4} = x_{c1} + x_{r1} \quad (8)$$

$$x_{i*5} = x_{c2} + x_{r2} \quad (9)$$

$$x_{i*6} = x_{c3} + x_{r3} \quad (10)$$

$$x_{i*7} = x_{c4} + x_{r4} \quad (11)$$

$$x_{i*1} = 0,34 \text{ о. е.}$$

$$x_{i*2} = 0,18 \text{ о. е.}$$

$$x_{i*3} = 0,24 \text{ о. е.}$$

$$x_{i*4} = 0,69 + 0,17 = 0,86 \text{ о. е.}$$

$$x_{i*5} = 0,199 + 0,11 = 0,3 \text{ о. е.}$$

$$x_{i*6} = 0,199 + 0,11 = 0,3 \text{ о. е.}$$

$$x_{i*7} = 0,199 + 0,11 = 0,3 \text{ о. е.}$$

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Произведем расчёт тока в именованных единицах

$$I_{i*} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot x_{i*}} \quad (12)$$

$$I_{i*1} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,34} = 1,7 \text{ о. е.}$$

$$I_{i*2} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,18} = 3,2 \text{ о. е.}$$

$$I_{i*3} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,24} = 2,4 \text{ о. е.}$$

$$I_{i*4} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,86} = 0,67 \text{ о. е.}$$

$$I_{i*5} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,3} = 1,9 \text{ о. е.}$$

$$I_{i*6} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,3} = 1,9 \text{ о. е.}$$

$$I_{i*7} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,3} = 1,9 \text{ о. е.}$$

Перевод в именованные единицы [22].

$$I_{i \text{ ие}} = I_{i*} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (13)$$

$$I_{i \text{ ие}1} = 1,7 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,02 \text{ кА}$$

$$I_{i \text{ ие}2} = 3,2 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,9 \text{ кА}$$

$$I_{i \text{ ие}3} = 2,4 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,44 \text{ кА}$$

$$I_{i \text{ ие}4} = 0,67 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,4 \text{ кА}$$

$$I_{i \text{ ие}5} = 1,9 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,14 \text{ кА}$$

$$I_{i_{не6}} = 1,9 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,14 \text{ кА}$$

$$I_{i_{не7}} = 1,9 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,14 \text{ кА}$$

Суммарное значение:

$$I_{\Sigma} = \sum I_i \tag{14}$$

$$I_{\Sigma} = 7.67$$

$$I_{\Sigma} = \sum I_{i*} \tag{15}$$

$$I_{\Sigma} = 14.2$$

3.2 Расчет $I^{(1)}$

В схему замещения вводится $X_{ш}$

$$X_{ш} = X_{\Sigma ОП} \cdot X_{\Sigma ПП} \tag{16}$$

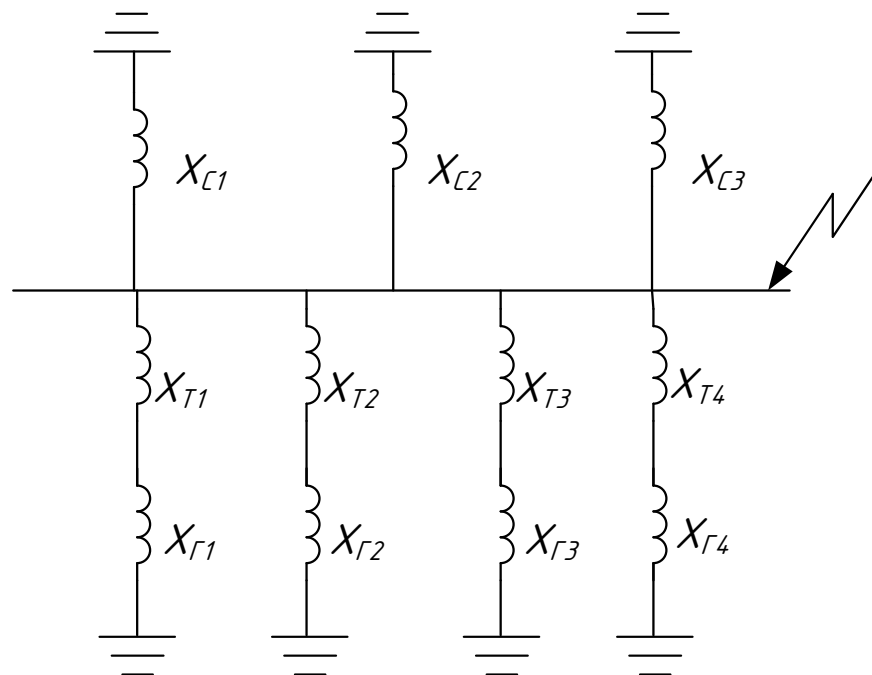


Рисунок 7 – Преобразование № 1

Произведем расчет для $X_{\Sigma\text{оп}}$ при помощи параллельного сложения:

$$X_{\Sigma\text{оп}} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_3} + \frac{1}{x_4} + \frac{1}{x_5} + \frac{1}{x_6} + \frac{1}{x_7}} \quad (17)$$

$$X_{\Sigma\text{оп}} = \frac{1}{\frac{1}{0.34} + \frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.24} + \frac{1}{0.86} + \frac{1}{0.3} + \frac{1}{0.3} + \frac{1}{0.3}} = 0.03 \text{ о. е.}$$

Произведем расчет для $X_{\Sigma\text{пп}}$ при помощи параллельного сложения:

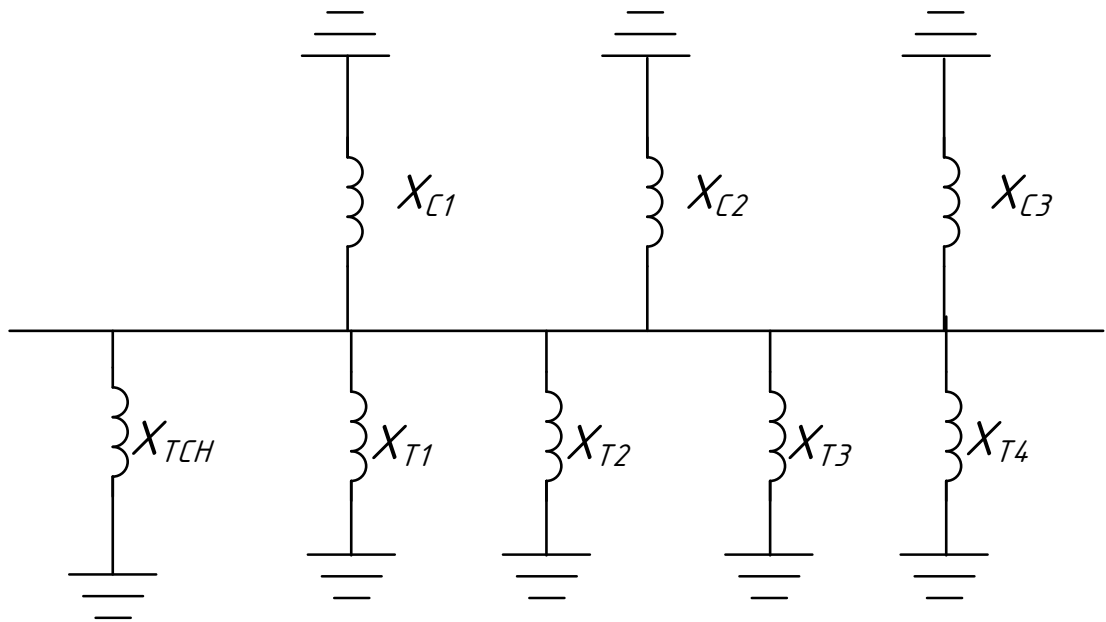


Рисунок 8 – Преобразования № 2

$$3X_{c1} = 3 \cdot 0,34 = 1,02 \text{ о. е.}$$

$$3X_{c2} = 3 \cdot 0,18 = 0,53 \text{ о. е.}$$

$$3X_{c3} = 3 \cdot 0,24 = 0,72 \text{ о. е.}$$

$$X_{TCH} = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Tном}} \quad (18)$$

$$X_{TCH} = 0,5$$

$$X_{\Sigma\Pi\Pi} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_3} + \frac{1}{x_4} + \frac{1}{x_5} + \frac{1}{x_6} + \frac{1}{x_7}} \quad (19)$$

$$X_{\Sigma\Pi\Pi} = \frac{1}{\frac{1}{1,02} + \frac{1}{0,52} + \frac{1}{0,72} + \frac{1}{0,17} + \frac{1}{0,11} + \frac{1}{0,11} + \frac{1}{0,11} + \frac{1}{0,5}} = 0,02 \text{ о. е.}$$

Возврат к схеме:

Из формулы (19) найдем X_3

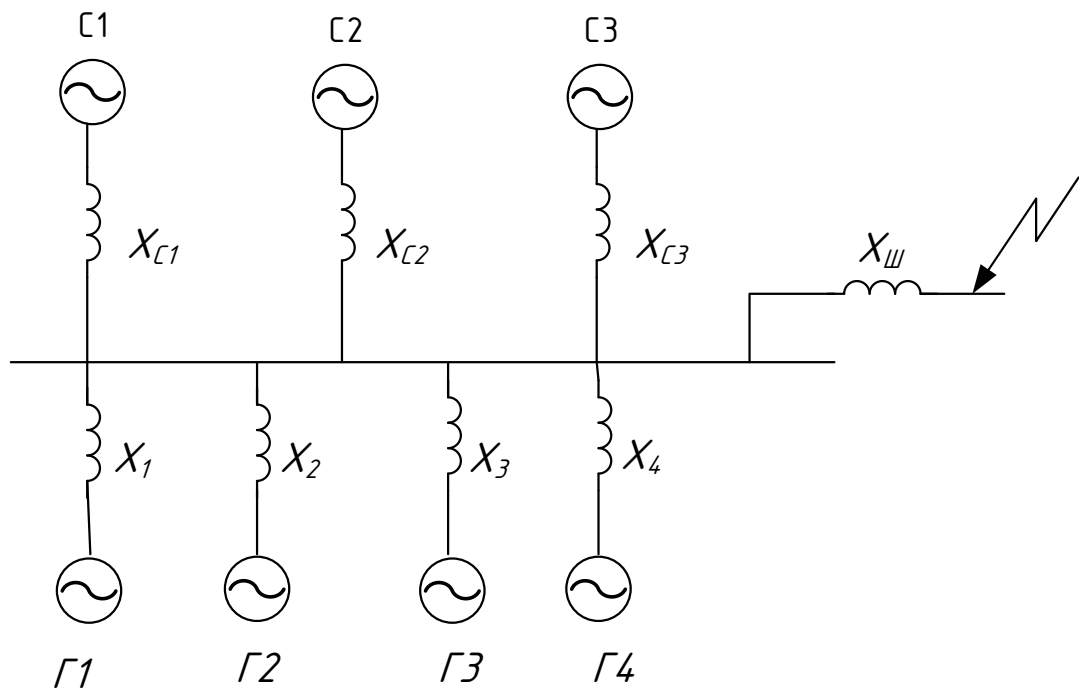


Рисунок 9 – Преобразования № 3

Из формулы (19) следует:

$$X_3 = 0,037 \text{ о. е.}$$

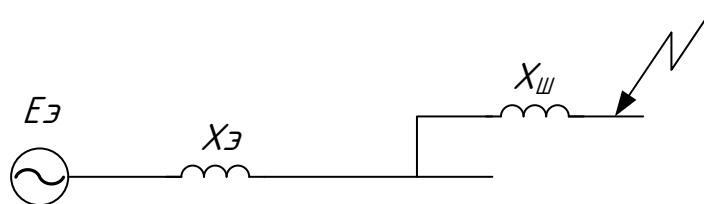


Рисунок 10 – Преобразования № 4

$$X_{\text{расч}} = 0,0878 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{о.е}}^{(1)} = \frac{3 \cdot E}{X_{\text{расч}}} \quad (20)$$

$$I_{\text{о.е}}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1}{0,0878} = 34,5 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{и.е.}} = I_{\text{о.е}}^{(1)} \cdot I_{\text{б}} \quad (21)$$

$$I_{\text{и.е.}} = 34,5 \cdot 0,5 = 18,77 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания завершен.

Схема БТЭЦ, РЦ-110 кВ

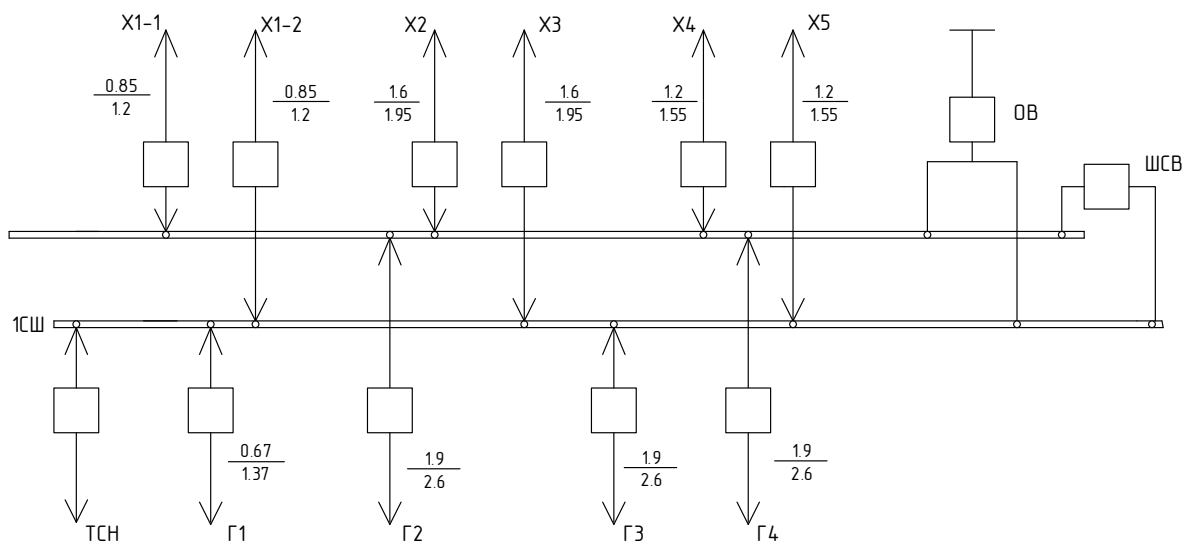


Рисунок 11 – Расчетные токи короткого замыкания

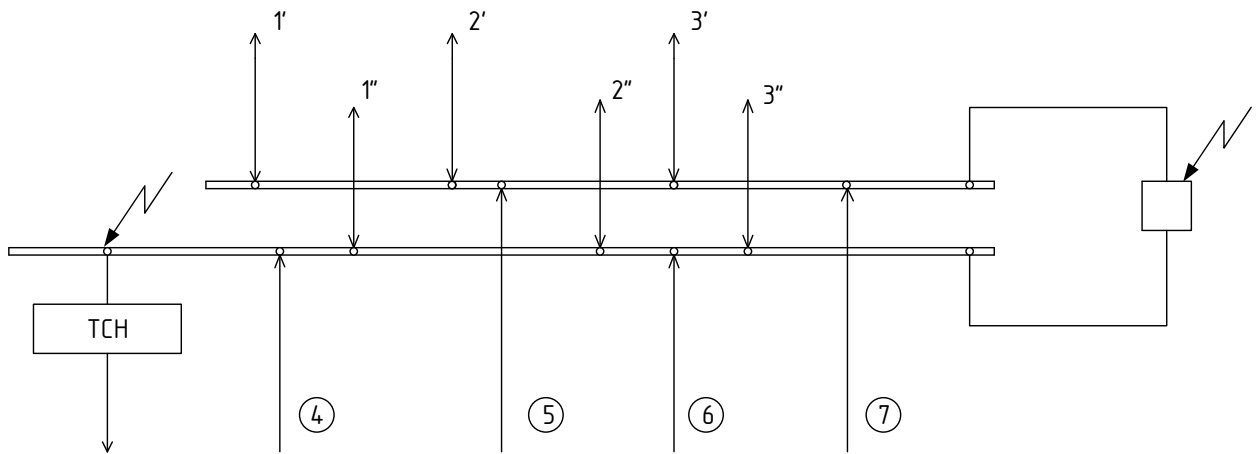


Рисунок 12 – Варианты короткого замыкания

Если короткое замыкание происходит на ТСН, то к нему подтекают токи трехфазного и однофазного равным: 14,2 и 18,77 кА при условии, что ШСВ будет включен. И если подпитка будет производиться только с шины, к которой подключен ТСН то токи будут равны 6,22 и 8,67 кА.

При другом случае, если короткое замыкание случится на ШСВ, то с первой шины будет подтекать 6,22 и 8,67 кА и со второй 7,45 и 9,9 кА.

4 ПРОВЕРКА ВОЗМОЖНОСТИ ОСТАВИТЬ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ОБОРУДОВАНИЕ НА ОРУ 110 КВ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ТЭЦ

На благовещенской ТЭЦ установлены выключатели марки МКП-110М-1000/20Б 110кВ 1000А.

Срок службы выключателя до капитального ремонта – 20 лет, срок службы до списания - 25 лет. Гарантийный срок эксплуатации – 5 лет со дня ввода в эксплуатацию, для выключателей, предназначенных на экспорт – 24 месяца со дня ввода в эксплуатацию [26].

Таблица 1 – Технические характеристики МКП-110-М (МП)

Наименование характеристики	Значение
1	2
Номинальное рабочее напряжение, кВ	110
Максимальное рабочее напряжение, кВ	121
Номинальный ток, А	600 или 1000
Ток отключения, кА	184
Мощность отключения, МВА	3500
Предельный сквозной ток: эффективное значение, кА амплитудное значение, кА	29 50
Ток термической устойчивости, кА для промежутка времени: 1 с 5 с 10 с	29 18,4 13
Время выключения при номинальном напряжении, с	0,5-0,6
Время гашения дуги в камере, с	0,015-0,02

1	2
Собственное время отключения (с момента подачи команды для расхождения контактов), с	0,04-0,06
Наименование характеристики	Значение
Время гашения сопровождающего тока в шунте, с	не более 0,08
Время цикла с мгновенного АПВ (с момента подачи команды на отключение до повторного замыкания контактов), с: для выключателя М для выключателя МП	0,7-0,8 0,5-0,6
Вес выключателя МКП-110-М с приводом и 12 трансформаторов тока без вводов и масла, кг	9830

Этот тип выключателя установлен в ячейках с № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 на Благовещенской ТЭЦ, из всех ячеек с выключателями производится замена только в ячейке №3.

Вместо МКП-110М устанавливается ТРГ-УЭТМ-110.

Выключатели поставляются практически в собранном виде. Они заполняются элегазом до транспортного давления, и комплектуются всем необходимым, в том числе специальным оборудованием для закачки и контроля газа. Экологически чистые выключатели не требуют замены элегаза в течение всего срока службы, не нуждаются в особых мерах по технике безопасности и допускают подпитку газом без снятия напряжения с выключателя. Выключатели допускают пофазное управление, просты в наладке и эксплуатации.

Срок до среднего ремонта — 8 лет, гарантийный срок службы — 30 лет.

Техническое обслуживание предусматривает ревизию деталей выключателя, при необходимости их замену, а также принятие мер по предупреждению дальнейшего окисления и повреждения деталей [16].

В следствии того, что заменяется только один прибор можно сделать вывод, что другие выключатели еще не отслужили свой срок и пригодны для эксплуатации и в замене не нуждаются. И на место масляного ставится элегазовый, в виду более длительного срока действия и менее опасного в эксплуатации.

5 ВЫБОРУ УСТАВОК

5.1 Выбор уставок УРОВ

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причем схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит с контролем РПВ, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Выбор принципа действия УРОВ производится с помощью программируемой накладки ХВ1_УРОВ [23].

В части формирования отключающих импульсов каждый из комплектов УРОВ обеспечивает действие на доотключение резервируемого выключателя без выдержки времени, а затем с выдержкой времени - действие на отключение смежных выключателей. Вывод действия УРОВ на доотключение резервируемого выключателя (действие УРОВ «на себя») при работе по схеме с дублированным пуском от защит с контролем РПВ производится с помощью программируемой накладки ХВ2_УРОВ.

Выбор уставок УРОВ сводится к выбору выдержки времени устройства на отключение смежных выключателей и к выбору уставки по току срабатывания ПО тока УРОВ.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени для учета перехода КЗ с одной двухцепной линии на другую и равен времени отключения двух выключателей. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. В связи с вышеизложенным,

выдержка времени УРОВ может быть принята равной значению от 0,2 до 0,3 с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы и уменьшает выдержки времени резервных защит [12].

ПО тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания ПО тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания – от $0,05 I_{НОМ}$ до $0,1 \cdot I_{НОМ}$ присоединения. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки по току срабатывания ПО тока УРОВ (отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться при выборе уставок.

5.2 Выбор уставок АПВ

Выбор уставки однократного АПВ для линий с односторонним питанием

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

- 1) выдержка времени АПВ ($t_{1АПВ}$) должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя:

$$t_{1АПВ} \geq t_{Г.П.} + t_{ЗАП}, \quad (22)$$

где $t_{Г.П.}$ – время готовности привода, которое для различных видов приводов может быть в пределах от 0,2 до 1 с;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, учитывающее непостоянство $t_{Г.П.}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3 до 0,5 с;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической

дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{\text{Д}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (23)$$

где $t_{\text{Д}}$ – время деионизации, составляющее от 0,1 до 0,3 с;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{Д}}$, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{1\text{АПВ}}$.

Для повышения надёжности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются

набросы проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-3 с [12].

5.3 Выбор времени готовности АПВ

Выдержка времени готовности АПВ к повторному действию ($t_{\text{ГОТ}}$). Отсчет $t_{\text{ГОТ}}$ начинается при отсутствии

сигнала пуска АПВ и нахождении выключателя во включенном состоянии.

Выдержка времени готовности к повторному действию ($t_{\text{ГОТ}}$) выбирается исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна

быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА в этом режиме:

$$t_{\text{ГОТ}} \geq t_{\text{ЗАЩ}} + t_{\text{ОТК}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (24)$$

где $t_{ЗАЩ}$ – наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{ОТК}$ – время отключения выключателя;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

Одновременно должно быть соблюдено условие: $t_{ГОТ} \geq t_{1АПВ}$.

5.4 Выбор уставок двукратного АПВ

Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевых сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется также, как для однократного АПВ. Второй цикл должен проходить с выдержкой времени $t_{2АПВ}$ (10-20) с после вторичного отключения выключателя. Большая выдержка времени второго цикла АПВ связана с восстановлением отключающей способности дугогасительной камеры - с удалением из нее разложившихся и обугленных частиц. Кроме того, увеличение выдержки времени второго цикла АПВ способствует повышению вероятности успешного повторного включения [12].

Выдержка времени готовности к повторному действию ($t_{ГОТ}$) выбирается исходя из необходимости обеспечения двукратности действия АПВ при повторном включении и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА после второго АПВ на устойчивое КЗ:

$$t_{ГОТ} \geq t_{ЗАЩ} + t_{ОТК} + t_{ЗАП} \quad (25)$$

Одновременно должно быть соблюдено условие:

$$t_{ГОТ} \geq t_{2АПВ} \quad (26)$$

При выборе выдержек времени t_{1APB} , t_{2APB} , $t_{ГОТ}$ для АПВ линий с двусторонним питанием, для шин должны

учитываться особенности схемы соединения энергообъектов, последовательность и условия включения выключателей в режиме АПВ.

При выборе режима с контролем наличия напряжения необходимо выбрать уставки ПО максимального напряжения на шинах ($U_{Ш} > U_{МАКС}$) и на линии ($U_{Л} > U_{МАКС}$).

Уставки ИО контроля напряжения и контроля синхронизма

$U_{Ш}$, $U_{Л}$ – модули векторов напряжения на шинах и линии

$\omega_{Ш}$, $\omega_{Л}$ – угловые скорости для $U_{Ш}$, $U_{Л}$

$\Delta U = U_{Ш} - U_{Л}$ – разность модулей напряжений

$\varphi_{Ш}$, $\varphi_{Л}$ – фаза векторов напряжений на шинах и линии

$\Delta\varphi = \varphi_{Ш} - \varphi_{Л}$ – разность фаз векторов напряжений на шинах и линии

Синхронизм между двумя участками цепи (шины и линия), соединяемые выключателем контролируется с помощью трех параметров - ΔU , $\Delta\varphi$, и Δf , где Δf - разность частот напряжений на шинах и на линии:

$$\Delta f \approx \Delta\varphi / \Delta t \quad (27)$$

Условия по синхронизму считаются выполненными, если все три контролируемых параметра находятся в пределах нормы.

Рекомендованные значения:

- $\Delta U = 0,2U_{НОМ}$;
- $\Delta\varphi = (10 - 30)^\circ$;
- $\Delta f = 0,05$ Гц – для соединения частей схем, к которым предъявляются высокие требования по синхронизму, а также для важных межсистемных связей;
- $\Delta f = 0,1$ Гц – для схем, допускающих большое время АПВ или для АПВ коротких линий;

- $\Delta f = 0,2$ Гц - для схем с малым временем АПВ, где может ожидаться большая разность частот.

Уставки по синхронизму должны выбираться таким образом, чтобы максимально соответствовать ожидаемым параметрам по максимальному сдвигу фаз ($\Delta\phi_{\text{МАКС}}$) и максимальной разности частот ($\Delta f_{\text{МАКС}}$). При правильном выборе уставок при АПВ будет обеспечено синхронное включение выключателя. После выбора уставок необходимо провести проверку правильности их выбора с помощью выражения:

$$2 \cdot \Delta\phi_{\text{МАКС}} / (\Delta f_{\text{МАКС}} \cdot 360) \geq t_{\text{ИО}} + t_{\text{ВКЛ}}, \quad (28)$$

где $t_{\text{ИО}}$ – время срабатывания ИО контроля синхронизма. Может быть принято равным 0,03 с,

$t_{\text{ВКЛ}}$ – время включения выключателя.

Для режима улавливания синхронизма необходимо соблюдать условие: $\Delta f_{\text{МАКС}} < 1 / (4 \cdot t_{\text{ВКЛ}})$, т.е. при времени включения выключателя равной 100 мс, максимальная разность частот должна быть меньше 2,5 Гц.

При выборе режима с контролем наличия напряжения или отсутствия напряжения необходимо иметь в виду, что в терминале автоматики управления выключателем предусмотрены независимые ПО для контроля максимального и минимального напряжений ($U_{\text{Ш}} > U_{\text{МАКС}}$, $U_{\text{Л}} > U_{\text{МАКС}}$, $U_{\text{Ш}} < U_{\text{МИН}}$, $U_{\text{Л}} < U_{\text{МИН}}$).

Рекомендованные значения напряжения срабатывания:

- для ПО максимального напряжения $U_{\text{МАКС}} = (0,7 - 0,8) U_{\text{НОМ}}$;
- для ПО минимального напряжения $U_{\text{МИН}} = (0,3 - 0,4) U_{\text{НОМ}}$.

5.5 Выбор времени включения от АПВ

Выдержка времени включения от АПВ ($t_{\text{вкл АПВ}}$) выбирается исходя из необходимости обеспечения минимальной длительности замкнутого

состояния реле включения от АПВ при отсутствии подхвата от ДТ ЭМВ согласно паспортным данным на выключатель:

$$t_{\text{ВКЛ АПВ}} = t_{\text{ВВ}}, \quad (29)$$

где $t_{\text{ВВ}}$ – время включения выключателя по паспортным данным.

Выбор времени опережения включения

Уставка времени опережения включения ($t_{\text{ВКЛ}}$) используется в схеме улавливания синхронизма и состоит из суммы собственного времени включения выключателя и времени работы выходного реле терминала. Собственное время включения выключателя ($t_{\text{ВВ}}$) берется из паспортных данных на выключатель, время работы выходного реле терминала ($t_{\text{ВЫХ РЕЛЕ}}$) принимается равным 10 мс. Время опережения включения рассчитывается как сумма этих двух времен:

$$t_{\text{ВКЛ}} = t_{\text{ВВ}} + t_{\text{ВЫХ РЕЛЕ}}. \quad (30)$$

При отсутствии паспортных данных, время включения выключателя определяется опытным путём. После включения выключателя, по данным встроенного регистратора измеряется время между выдачей команды на включение выключателя и появлением сигнала РПВ (выход), это время и принимается за уставку [12].

Выбор времени сброса готовности АПВ при отключенном выключателе

Сброс готовности АПВ при длительно отключенном выключателе вводится в работу при помощи программной накладки ХВ7_АУВ. Уставка времени сброса ($t_{\text{СБР}}$) должна быть отстроена от выдержек времени циклов АПВ и времени ожидания включения с контролем (улавливанием) синхронизма.

В общем случае, при использовании двукратного АПВ с контролем (улавливанием) синхронизма, выдержка времени сброса готовности рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{СБР}} \geq t_{1\text{АПВ}} + t_{2\text{АПВ}} + t_{\text{КС(УС)}} + t_{\text{ВКЛ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (31)$$

где $t_{1\text{АПВ}}$ – время первого цикла АПВ;

$t_{2\text{АПВ}}$ – время второго цикла АПВ;

$t_{\text{КС(УС)}}$ – время ожидания синхронизма;

$t_{\text{ВКЛ}}$ – время включения выключателя

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса

6 ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

6.1 Общие указания

На Благовещенской ТЭЦ для защиты присоединения ШСВ-110 кВ по настоящему проекту устанавливается шкаф защиты и автоматики производства ООО «НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 015.

Расчеты выполнялись согласно данных токов КЗ и существующих уставок по присоединениям 110 кВ [30].

Производится выбор параметров срабатывания подстанционных устройств РЗА

6.2 Выбор параметров срабатывания защит ШСВ-110 кВ

6.2.1 Расчет уставок первой ступени ненаправленной МТЗ

При опробовании ДЗШ-110 кВ выбираем уставку из условия чувствительности к к.з. на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ:

$$I_{\text{МТЗ}}^I = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{K_{\text{ч}}} \quad (32)$$

$$I_{\text{МТЗ}}^I = \frac{2115}{1,5} = 1410 \text{ А}$$

Где $I_{\text{к.з.мин}}$ - минимальный ток к.з. протекающий через ШСВ, при к.з. на шинах;

$K_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности, принимается 1,5;

Минимальный ток принимается равным двухфазному току к.з. протекающему через ШСВ при к.з. на шинах 110 кВ Благовещенская ТЭЦ, равен 2115 А.

Во вторичных величинах:

$$I_{\text{МТЗ.т2}}^I = \frac{1410}{600/5} = 11,8 \text{ А}$$

Допустимый диапазон для ШЭ2607 015 во вторичных величинах:

$$I_{\text{МТЗ.Т2}}^I = 0,25 - 150 \text{ А} \quad (33)$$

Выдержка времени срабатывания МТЗ при опробовании шин принимается минимальной:

$$t_{\text{с.з.1.1}} = 0 \text{ с} \quad (34)$$

Выдержка времени срабатывания МТЗ при выводе ДЗШ-110 кВ принимается:

$$t_{\text{с.з.1.2}} = 0 \text{ с} \quad (35)$$

6.2.2 Расчет уставок второй ступени ненаправленной МТЗ

Производим расчет уставки второй ступени МТЗ по условию отстройки от максимального рабочего тока:

$$I_{\text{МТЗ}}^{II} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot \frac{I_{\text{нагр.макс}}}{K_{\text{в}}} \quad (36)$$

Где $K_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{СЗП}} = 1,2$ – коэффициент самозапуска;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки, принимается равным номинальному току трансформатора тока [11];

$$I_{\text{МТЗ}}^{\text{II}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot \frac{600}{0,95} = 834 \text{ А}$$

Проверка чувствительности защиты:

$$K_{\text{Ч}}^{\text{II}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{I_{\text{МТЗ}}^{\text{II}}} \quad (37)$$

Где $I_{\text{к.з.мин}}$ – минимальный ток к.з. в рассматриваемой зоне.

Проверка чувствительности защиты выполняется в зоне ближнего резервирования.

Минимальный ток $I_{\text{к.з.мин}}$ рассчитан при двухфазном к.з. на землю на шинах 110 кВ ПС 110 Западная, равен 3405 А, тогда:

$$K_{\text{Ч}}^{\text{II}} = \frac{3405}{834} = 4,1 > 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{МТЗ.т2}}^{\text{II}} = \frac{834}{600/5} = 6,95 \text{ А}$$

Допустимый диапазон для ШЭ2607 015 во вторичных величинах:

$$I_{\text{МТЗ.т2}}^{\text{II}} = 0,25 - 150 \text{ А}$$

Выдержка времени срабатывания МТЗ при опробовании шин принимается минимальной:

$$t_{\text{с.з.И}} = 4,5 \text{ с} \quad (38)$$

6.2.3 Расчет уставок первой ступени ТЗНП

Выбор тока срабатывания первой ступени ТЗНП по условию согласования с первой ступенью защиты линий:

$$I_{0с.з.ШСВ}^I \geq K_{отс} \cdot K_{ТОК} \cdot 3I_{0с.з.Л}^I \quad (39)$$

Где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ТОК}$ – максимальный коэффициент токораспределения, в данном случае принимается 1;

$3I_{0с.з.Л}^I$ – ток срабатывания ступени защиты линии, с которой производится согласование.

1. Согласование с первой ступенью защиты линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская:

$$I_{0с.з.}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 5750 = 6325 \text{ А}$$

2. Согласование с первой ступенью защиты линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная:

$$I_{0с.з.}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 8660 = 9526 \text{ А}$$

3. Согласование с первой ступенью защиты линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная:

$$I_{0с.з.}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 2600 = 2860 \text{ А}$$

Принимаем уставку:

$$I_{0с.з.ШСВ}^I = 9526 \text{ А} \quad (40)$$

Проверка чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}}^I \geq \frac{3I_{0.\text{мин}}}{I_{0\text{с.з.}}} \quad (41)$$

Где $3I_{0.\text{мин}}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного ток нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при к.з. на землю на шинах подстанции, где установлена защита.

Минимальный ток $3I_{0.\text{мин}}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю на шинах 110 кВ Благовещенская ТЭЦ, равен 2978 А, тогда:

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{2978}{9526} = 0,31 < 1,2$$

Чувствительность не обеспечивается.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ.т.2}}^I = \frac{9526}{600/5} = 79,4 \text{ А}$$

Допустимый диапазон для ШЭ2607 015 во вторичных величинах:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ.т.2}}^I = 0,25 - 150 \text{ А}$$

Выдержка времени срабатывания первой ступени ТЗНП при опробовании шин принимается минимальной:

$$t_{\text{с.з.1.1}} = 0 \text{ с} \quad (42)$$

Выдержка времени срабатывания первой ступени ТЗНП при выводе ДЗШ-110 кВ принимается:

$$t_{с.з.1.2} = 0,2 \text{ с (43)}$$

6.2.4 Расчет уставок второй ступени ТЗНП

Выбор тока срабатывания второй ступени ТЗНП по условию согласования со второй ступенью защиты линий:

$$I_{0с.з.ШСВ}^{II} \geq K_{отс} \cdot K_{ТОК} \cdot 3I_{0с.з.Л}^{II} \quad (44)$$

Где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ТОК}$ – максимальный коэффициент токораспределения, в данном случае принимается 1;

$3I_{0с.з.Л}^{II}$ – ток срабатывания ступени защиты линии, с которой производится согласование.

1. Согласование со второй ступенью защиты линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская:

$$I_{0с.з.}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 3720 = 4092 \text{ А}$$

2. Согласование со второй ступенью защиты линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная:

$$I_{0с.з.}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 4140 = 4554 \text{ А}$$

Принимаем уставку:

$$I_{0с.з.ШСВ}^{II} = 4554 \text{ А}$$

Проверка чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}}^{II} \geq \frac{3I_{0.\text{мин}}}{I_{0\text{с.з.}}^{II}} \quad (45)$$

Где $3I_{0.\text{мин}}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного ток нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при к.з. на землю на шинах смежных подстанций [12].

а) Минимальный ток $3I_{0.\text{мин}}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская вблизи шин 110 кВ ПС Благовещенская, равен 5866 А, тогда:

$$K_{\text{ч}}^{II} \geq \frac{5866}{4554} = 1,3 > 1,2$$

Чувствительность обеспечивается.

б) Минимальный ток $3I_{0.\text{мин}}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская вблизи шин 110 кВ ПС Благовещенская, равен 5866 А, тогда:

$$K_{\text{ч}}^{II} \geq \frac{5656}{4554} = 1,24 > 1,2$$

Чувствительность обеспечивается.

в) Минимальный ток $3I_{0.\text{мин}}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная вблизи шин 110 кВ ПС Западная, равен 4991 А, тогда:

$$K_{\text{ч}}^{II} \geq \frac{4991}{4554} = 1,1 < 1,2$$

Чувствительность не обеспечивается.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ.т.2}}^{II} = \frac{4554}{600/5} = 37,95 \text{ А}$$

Допустимый диапазон для ШЭ2607 015 во вторичных величинах:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ.т.2}}^{II} = 0,25 - 150 \text{ А}$$

Выдержка времени срабатывания второй ступени ТЗНП:

$$t_{\text{с.з.И}} = 2,5 \text{ с} \quad (46)$$

6.2.5 Расчет уставок третьей ступени ТЗНП

Выбор тока срабатывания третьей ступени ТЗНП по условию согласования с третьей ступенью защиты линий:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ}}^{III} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot 3I_{0\text{с.з.Л}}^{III} \quad (47)$$

Где $K_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{ТОК}}$ – максимальный коэффициент токораспределения, в данном случае принимается 1;

$3I_{0\text{с.з.Л}}^{III}$ – ток срабатывания ступени защиты линии, с которой производится согласование.

1. Согласование со второй ступенью защиты линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская:

$$I_{0с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 410 = 451 \text{ А}$$

2. Согласование со второй ступенью защиты линии 110 кВ
Благовещенская ТЭЦ – Центральная:

$$I_{0с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 440 = 484 \text{ А}$$

Принимаем уставку:

$$I_{0с.з.ШСВ}^{III} = 484 \text{ А}$$

Проверка чувствительности защиты:

$$K_{ч}^{III} \geq \frac{3I_{0.мин}}{I_{0с.з.}^{III}} \quad (48)$$

Где $3I_{0.мин}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного ток нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при к.з. на землю на шинах смежных подстанций.

а) Минимальный ток $3I_{0.мин}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская вблизи шин 110 кВ ПС Благовещенская, равен 5866 А, тогда:

$$K_{ч}^{III} \geq \frac{5866}{484} = 12,1 > 1,2$$

Чувствительность обеспечивается.

б) Минимальный ток $3I_{0.мин}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская вблизи шин 110 кВ ПС Благовещенская, равен 5866 А, тогда:

$$K_{\text{ч}}^{III} \geq \frac{5656}{484} = 11,7 > 1,2$$

Чувствительность обеспечивается.

в) Минимальный ток $3I_{0.\text{мин}}$ рассчитан при однофазном к.з. на землю линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная вблизи шин 110 кВ ПС Западная, равен 4991 А, тогда:

$$K_{\text{ч}}^{III} \geq \frac{4991}{484} = 10,3 < 1,2$$

Чувствительность не обеспечивается.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ.т.2}}^{III} = \frac{484}{600/5} = 4,03 \text{ А}$$

Допустимый диапазон для ШЭ2607 015 во вторичных величинах:

$$I_{0\text{с.з.ШСВ.т.2}}^{III} = 0,25 - 150 \text{ А}$$

Выдержка времени срабатывания второй ступени ТЗНП:

$$t_{\text{с.з.И}} = 5,5 \text{ с} \tag{49}$$

7 УСТРОЙСТВО АВТОМАТИКИ НА ОРУ 110 КВ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ТЭЦ

7.1 Защита шин, защита на обходном, шиносоединительном и секционном выключателях

Для сборных шин 110 кВ и выше электростанций и подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

1) для двух систем шин (двойная система шин, полуторная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;

2) для одиночной несекционированной системы шин, если отключение повреждений на шинах действием защит присоединенных элементов недопустимо по условиям, или если на линиях, питающих рассматриваемые шины, имеются ответвления [21,3.2.119].

Для сборных шин 35 кВ электростанций и подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

Для двух систем или секций шин, если при использовании для их разделения защиты, установленной на шиносоединительном (секционном) выключателе, или защит, установленных на элементах, которые питают данные шины, не удовлетворяются требования надежности питания потребителей (с учетом возможностей, обеспечиваемых устройствами АПВ и АВР).

В качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса (например, реле, включенных через насыщающиеся трансформаторы тока, реле с торможением).

При присоединении трансформатора (автотрансформатора) 330 кВ и выше более чем через один выключатель рекомендуется предусматривать дифференциальную токовую защиту ошиновки.

Для двойной системы шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше с одним выключателем на присоединенный элемент дифференциальная защита должна быть предусмотрена в исполнении для фиксированного распределения элементов.

В защите шин 110 кВ и выше следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую на рядах зажимов.

Для секционированных шин 6-10 кВ электростанций должна быть предусмотрена двухступенчатая неполная дифференциальная защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки по току и напряжению или дистанционной защиты, а вторая — в виде максимальной токовой защиты. Защита должна действовать на отключение питающих элементов и трансформатора собственных нужд [21,3.2.124].

Если при указанном выполнении второй ступени защиты не обеспечивается требуемая чувствительность при КЗ в конце питаемых реактированных линий (нагрузка на шинах генераторного напряжения большая, выключатели питаемых линий установлены за реакторами), следует выполнять ее в виде отдельных комплектов максимальных токовых защит с пуском или без пуска напряжения, устанавливаемых в цепях реакторов; действие этих комплектов на отключение питающих элементов должно контролироваться дополнительным устройством, срабатывающим при возникновении КЗ. При этом на секционном выключателе должна быть предусмотрена защита (предназначенная для ликвидации повреждений между реактором и выключателем), вводимая в действие при отключении этого выключателя. При выделении части питающих элементов на резервную

систему шин должна быть предусмотрена неполная дифференциальная защита шин в исполнении для фиксированного распределения элементов

Если возможны частые режимы работы с разделением питающих элементов на разные системы шин, допускается предусматривать отдельные дистанционные защиты, устанавливаемые на всех питающих элементах, кроме генераторов.

Для секционированных шин 6-10 кВ электростанций с генераторами мощностью 12 МВт и менее допускается не предусматривать специальную защиту; при этом ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием максимальных токовых защит генераторов.

Специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной и двойной систем шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном или шиносоединительном выключателе. В целях повышения чувствительности и ускорения действия защиты шин мощных подстанций допускается применять защиту, включенную на сумму токов питающих элементов. При наличии реакторов на линиях, отходящих от шин подстанций, допускается защиту шин выполнять по аналогии с защитой шин электростанций.

При наличии трансформаторов тока, встроенных в выключатели, для дифференциальной защиты шин и для защит присоединений, отходящих от этих шин, должны быть использованы трансформаторы тока, размещенные с разных сторон выключателя, чтобы повреждения в выключателе входили в зоны действия этих защит [21,3.2.128].

При применении отдельных дистанционных защит в качестве защиты шин трансформаторы тока этих защит в цепи секционного выключателя должны быть установлены между секцией шин и реактором.

Защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

На обходном выключателе 110 кВ и выше при наличии шиносоединительного (секционного) выключателя должны быть предусмотрены защиты (используемые при проверке и ремонте защиты, выключателя и трансформаторов тока любого из элементов, присоединенных к шинам):

- трехступенчатая дистанционная защита и токовая отсечка от многофазных КЗ;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности от замыкания на землю.

При этом на шиносоединительном (секционном) выключателе должны быть предусмотрены защиты (используемые для разделения систем или секций шин при отсутствии УРОВ или выведении его или защиты шин из действия, а также для повышения эффективности дальнего резервирования):

- двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ;
- трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Допускается установка более сложных защит на шиносоединительном (секционном) выключателе, если это требуется для повышения эффективности дальнего резервирования.

На шиносоединительном (секционном) выключателе 110 кВ и выше, предназначенном и для выполнения функции обходного выключателя, должны быть предусмотрены те же защиты, что на обходном и шиносоединительном (секционном) выключателях при их раздельном исполнении.

Рекомендуется предусматривать перевод основных быстродействующих защит линий 110 кВ и выше на обходной выключатель.

На шиносоединительном (секционном) выключателе 3-35 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

Отдельную панель защиты, предназначенную специально для использования вместо выводимой на проверку защиты линии, следует предусматривать при схемах электрических соединений, в которых отсутствует обходной выключатель такую отдельную панель защиты следует предусматривать для линий 220 кВ, не имеющих отдельной основной защиты, и для линий 330-500 кВ [21,3.2.130].

Допускается предусматривать отдельную панель защиты для линий 110 кВ, не имеющих отдельной основной защиты, при схемах электрических соединений «мостик» с выключателями в цепях линий и «многоугольник», если при проверке защиты линии ликвидировать повреждения на ней в соответствии с предъявляемыми требованиями более простыми средствами технически невозможно.

7.2 Краткая характеристика оборудования *КПА-М ШВОГ*.

Комплекс КПА-М ШВОГ предназначен для выполнения функций устройства противоаварийной автоматики во взаимосвязанной работе КПА-М ЧДА и КПА-М АОПО эксплуатируемых на Благовещенской ТЭЦ. Шкаф КПА-М ШВОГ не имеет дублирования аналогичным устройством. Объемы выходных воздействий зависят от количества находящихся в работе генераторов на Благовещенской ТЭЦ. Количество работающих генераторов задается вручную положением переключателей в шкафу КПА-М ШВОГ, согласно режимных указаний СЭР Амурского РДУ по команде диспетчера Амурского РДУ. Формирование сигналов на отключение генераторов «ОГ1», «ОГ2», «ОГ3» или блокировку ШВОГ осуществляется в шкафу ШВОГ. КПА-М ЧДА 1 и 2 комплекты имеют функцию блокировки ШВОГ. Данная функция предназначена для задания приоритета отключающих воздействий ЧДА перед АОПО. Нормальное эксплуатационное состояние КПА-М ШВОГ – введен в

работу. Устройство КПА-М ШВОГ находится в ведении диспетчера Амурского РДУ [26].

Таблица 2 – Основные параметры КПА-М

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В	220
Номинальное напряжение оперативного переменного тока, В	220
Номинальная частота, Гц	50
Общая потребляемая мощность комплекса по всем цепям питания, в стандартной комплектации (1 БФ, 1 СК, освещение, комплект цепей ввода/вывода и сигнализации) не превышает, Вт	100

Комплекс КПА-М выпускается в виде шкафа КПА-М-02-10010-УХЛ4, содержащего микропроцессорный функциональный блок противоаварийной автоматики БФ-25-03-000000-32-48, вынесенные УСО. В качестве УСО в комплексе КПА-М применяются устройства ввода и вывода дискретных сигналов. Сетевой коммутатор обеспечивает:

- организацию в стандарте Ethernet внешнего доступа из АСУ ТП к БФ установленному в КПА-М;
- подключение сети АРМ и переносных терминалов при обслуживании комплекса. Сетевой коммутатор предусматривает возможность подключения резервного источника питания.

Комплекс КПА-М ШВОГ выполняет следующие функции:

- выполнение рабочих функций автоматики в соответствии с назначением;
- прием заданного количества дискретных сигналов;

- местную сигнализацию, осуществляемую при помощи светодиодных индикаторов;

- управление заданным количеством выходных реле;
- устройство сигнализации;
- устройство осциллографирования и регистрации;
- непрерывно функционирующую систему самодиагностики;
- сигнализацию неисправности;
- сигнализацию несоответствия установки переключающих устройств;

- сигнализацию срабатывания.

Все входящие в комплекс устройства и блоки размещаются в шкафу Rittal типа TS IT, лицевая дверь стеклянная, тыловая — металлическая. Размеры шкафа: высота 2200 мм (с цоколем 200 мм), ширина 800 мм, глубина 600 мм. Оболочка шкафа имеет степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых посторонних тел IP54 по ГОСТ 14254-96. Электрические соединения между аппаратами комплекса выполнены медными проводами внутри шкафа. Присоединение шкафа к внешним цепям осуществляется с помощью рядов зажимов, предназначенных для подключения одного проводника сечением до 6 мм² или двух проводников сечением до 2,5 мм². Контактные соединения шкафа соответствуют 2 классу по ГОСТ 10434-82. Ряды зажимов выполнены с учетом требований ПУЭ, раздел III-4-15.

В состав изделия входят следующие основные блоки:

- блок функциональный (БФ-25-03-000000-32-48);
- сигнальные лампы и кнопки съема сигнализации;
- переключатели и кнопки оперативного управления;
- выходные реле и реле контроля питания;
- блок питания 24 В;

- блок управления питанием с автоматическими выключателями;
- сетевой коммутатор;
- ряды зажимов для подключения внешних цепей.

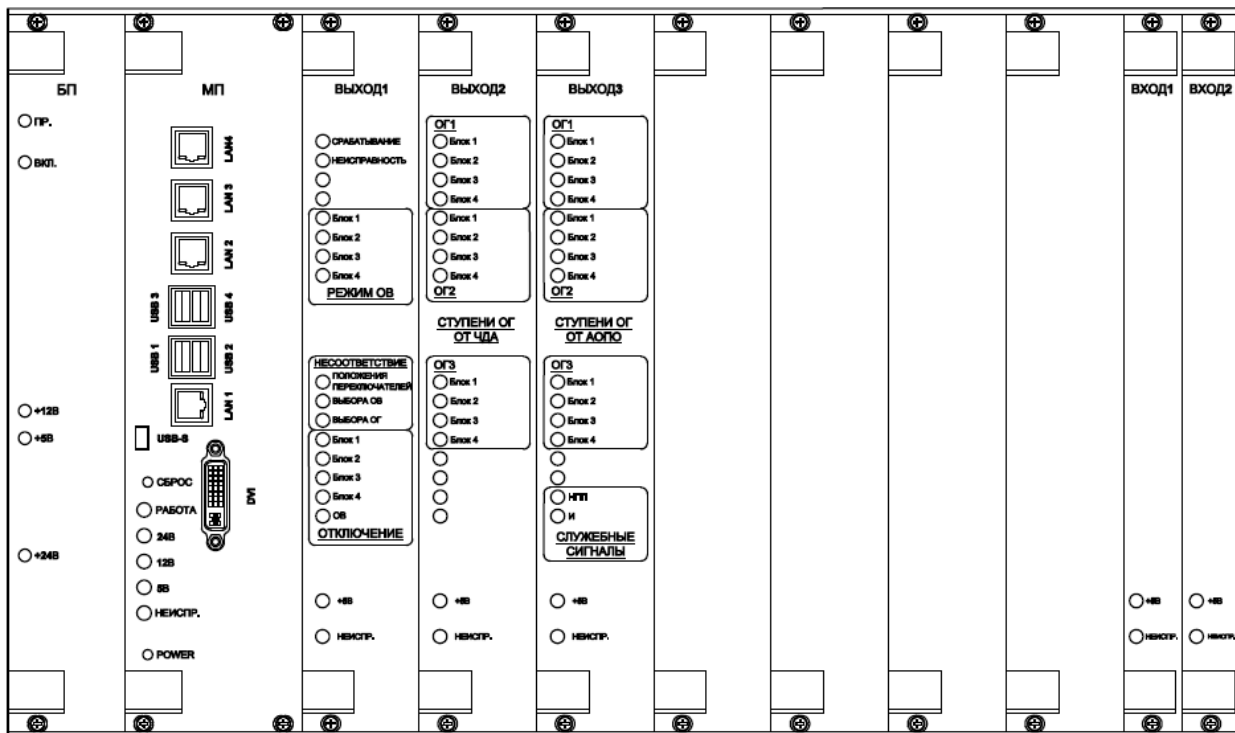


Рисунок 13 – Блок функциональный КПА-М ШВОГ

Расположение плат и блоков, а также их внешний вид с указанием элементов сигнализации приведены на рисунке 1. БФ содержит:

- блок питания (БП);
- микропроцессорный модуль (МП), обеспечивающий выполнение необходимых вычислений;
- платы ввода дискретных сигналов ВХОД 1, ВХОД 2, которые обеспечивают обработку и пересылку данных о состоянии дискретных входов микропроцессорный модуль (МП). Каждая плата рассчитана на обработку 16-ти ВХОДНЫХ СИГНАЛОВ;
- платы вывода дискретных сигналов ВЫХОД1, ВЫХОД2, предназначенные для реализации местной светодиодной сигнализации, и

содержит 16 светодиодов, которые могут работать как в режиме отображения текущего состояния, так и в режиме запоминания - «блинкер». Светодиоды на плате сигнализируют о режимах работы программной части комплекса, срабатывании ступеней, отдельных автоматик комплекса и т.п. Квитирование (сброс) «блинкеров» осуществляется через специальный вход кнопкой на шкафу SB1;

- плату вывода дискретных сигналов ВЫХОД 3, предназначенные для управления выходными промежуточными и указательными реле, связь с контроллерами АСУ ТП и РАС — «СЛУЖЕБНЫЕ СИГНАЛЫ». Светодиоды на этих платах режимной и оперативной информации не несут и предназначены только для наладки и диагностики комплекса.

Кроме основных технологических функций БФ обеспечивает регистрацию дискретных событий (как внешних, так и формируемых внутри блока). Точность привязки метки времени к регистрируемому событию. Емкость регистратора – не менее 1500 событий. БФ обеспечивает осциллографирование входных дискретных сигналов (внешних и внутренних). Длительности записи предаварийного режима (в диапазоне от 0,1 до 60 секунд) и полная максимальная длительность записи (до 120 секунд), условия запуска, например, по изменению параметра или дискретного сигнала, задаются при конфигурировании блока [26].

В состав КПА-М ШВОГ входят:

- контроллер ввода-вывода дискретной и аналоговой информации;
- устройство ввода входных дискретных сигналов;
- устройство вывода и коммутации выходных дискретных сигналов;
- устройство сигнализации;
- устройство регистрации;

7.3 Краткая характеристика оборудования АРЗКЗ, ЧДА.

АРЗКЗ. Предназначена для сохранения динамической устойчивости генерирующего оборудования Благовещенской ТЭЦ при затяжных

трёхфазных коротких замыканиях. Действует по факту превышения фазными токами на отходящих от Благовещенской ТЭЦ ЛЭП уставок срабатывания пускового органа по току и снижения фазных напряжений на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ ниже уставки срабатывания пускового органа АРЗКЗ по напряжению с контролем мощности выдачи станции в доаварийном режиме. При этом факт возникновения трехфазного КЗ и его тяжесть выявляется исходя из того, что только при трехфазном КЗ фазные токи повышаются выше уставки срабатывания пускового органа по току в одинаковой степени и путем измерения соотношений фазных напряжений, исходя из того, что только при трехфазном КЗ фазные напряжения снижаются ниже уставки срабатывания пускового органа АРЗКЗ по напряжению в одинаковой степени. После оценки тяжести и места трехфазного КЗ формируется необходимая ступень и объем отключений на Благовещенской ТЭЦ. Контроль мощности выдачи станции осуществляется по ВЛ 110 кВ, отходящим от Благовещенской ТЭЦ с учетом направления перетока активной мощности. АРЗК имеет две ступени УВ. Первая ступень без выдержки времени действует на ИРТ ТГ № 4 Благовещенской ТЭЦ, вторая ступень с выдержкой времени – на отключение поврежденной СШ-110 кВ. Алгоритмом АРЗКЗ предусмотрены четыре группы уставок в зависимости от состава генерирующего оборудования на Благовещенской ТЭЦ [28].

Нормальное эксплуатационное состояние – **Введена в работу.**

ЧДА. Применяется для сохранения в работе собственных нужд станции и предотвращения полного её останова с выделением станции на собственные нужды и сбалансированную нагрузку для обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении. Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения в послеаварийном режиме. В ЧДА реализовано две ступени срабатывания, выявляющие уровень снижения частоты. Объемы отключения ступеней зависят от количества находящихся в

работе генераторов на Благовещенской ТЭЦ. Количество работающих генераторов определяется по положению переключателей в данном КПА-М, согласно режимным указаниям СЭР Амурского РДУ. Передача сигналов на отключение генераторов «ОГ1», «ОГ2», «ОГ3» или блокировку ШВОГ осуществляется через панель КПА-М ШВОГ.

Нормальное эксплуатационное состояние – **введена в работу.**

Устройства КПА-М 1 комплект ЧДА, АРЗКЗ (ЧДА, АРЗКЗ), 2 комплект ЧДА, АРЗКЗ (ЧДА, АРЗКЗ) находятся в ведении диспетчера Амурского РДУ.

Операции с устройствами АРЗКЗ, ЧДА, выполняются с разрешения диспетчерского персонала Амурского РДУ.

7.4 Краткая характеристика оборудования АОПН и АОСН.

Устройства АОПН предназначены для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

Устройства АОПН установлены на ЛЭП 220 кВ в соответствии с проектными решениями.

Конструктивно устройство АОПН выполнено в виде релейных устройств, а также по средствам алгоритмов в составе МКПА или КПА-М(ПС 220 кВ Нижний Куранах).

Устройства АОПН выполнены двухступенчатыми и контролируют в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП [15].

Первая ступень действует:

– с первой и второй или только первой (в случае наличия одного реактора на ПС) выдержками времени при превышении напряжением на любой из фаз уставки по напряжению и перетоке реактивной мощности,

направленной в шины ПС (в случае выполненного контроля стока реактивной мощности) на включение реактора(ов);

– с последней выдержкой времени при превышении напряжением на любой из фаз уставки по напряжению и перетоке реактивной мощности, направленной в шины ПС (в случае выполненного контроля стока реактивной мощности) на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ или (в случае отсутствия канала УПАСК) с одной стороны, на которой установлено устройство, с запретом АПВ.

Вторая ступень действует с минимальной выдержкой времени при превышении напряжением на любой из фаз уставки по напряжению и перетоке реактивной мощности, направленной в шины ПС (в случае выполненного контроля стока реактивной мощности) на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ или (в случае отсутствия канала УПАСК) с одной стороны, на которой установлено устройство, с запретом АПВ. Алгоритм УРОВ АОПН обеспечивает фиксацию отказа любого из выключателей «своей» стороны линии и реализован в составе МКПА. УРОВ АОПН срабатывает при превышении током через выключатель уставки в течение заданной выдержки времени и действует на отключение всех присоединений, с которых подано напряжение на отказавший выключатель, в том числе по средствам передачи команды по УПАСК на противоположной стороне ЛЭП. Воздействия на включение реактора и отключение линии с противоположной стороны передаются командами по УПАСК. При неисправности цепей напряжения действие алгоритмов АОПН 220 кВ блокируется.

Устройства АОСН предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

Устройства АОСН в операционной зоне Амурского РДУ выполнены одно, двух или трёх - ступенчатыми, контролируют величину и длительность

снижения напряжения на объектах электроэнергетики и действует на отключение реакторов и(или) отключение нагрузки с выдержкой времени, отстроенной от времени действия устройств релейной защиты, автоматического ввода резерва и АПВ

7.5 Краткая характеристика оборудования КПА-М-02-10010-УХЛ4.

Комплекс КПА-М предназначен для выполнения функций устройств противоаварийной автоматики, релейной защиты и системной автоматики, устанавливаемых на электроэнергетических объектах.

Основные параметры КПА-М соответствуют указанным в таблице 1

Таблица 3 – Основные параметры КПА-М

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В	220
Номинальное напряжение оперативного переменного тока, В	220
Номинальная частота, Гц	50
Номинальное переменное напряжение, В	100
Номинальный переменный ток, А	5
Общая потребляемая мощность комплекса по всем цепям питания, в стандартной комплектации (1 БФ, 1 СК, освещение, комплект цепей ввода/вывода и сигнализации) не превышает, Вт	100

Комплекс КПА-М выпускается в виде шкафа, содержащего микропроцессорный функциональный блок противоаварийной автоматики (БФ – «Блок функциональный»), вынесенные УСО. В качестве УСО в комплексе КПА-М применяются специализированные ПЦР, а также устройства ввода и вывода дискретных сигналов. Сетевой коммутатор обеспечивает:

- организацию в стандарте Ethernet внешнего доступа из АСУ ТП к БФ установленному в КПА-М;

- подключение сети АРМ и переносных терминалов при обслуживании комплекса. Сетевой коммутатор предусматривает возможность подключения резервного источника питания.

Комплекс КПА-М-02-10010-УХЛ4 выполняет следующие функции:

- АЛАР 1-4 блоков ГТ;
- прием заданного количества дискретных сигналов;
- прием заданного количества аналоговых сигналов;
- управление заданным количеством выходных реле;
- устройство сигнализации;
- устройство осциллографирования и регистрации;
- непрерывно функционирующую систему самодиагностики;
- сигнализацию неисправности;
- сигнализацию срабатывания.

Все входящие в комплекс устройства и блоки размещаются в шкафу Rittal типа TS IT, лицевая дверь стеклянная, тыловая — металлическая. Размеры шкафа: высота 2200 мм (с цоколем 200 мм), ширина 800 мм, глубина 600 мм. Оболочка шкафа имеет степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых посторонних тел IP54 по ГОСТ 14254-96. Электрические соединения между аппаратами комплекса выполнены медными проводами внутри шкафа. Номинальное сечение проводов не менее 1,5 мм² для токовых цепей и не менее 0,75 мм² для остальных цепей. Присоединение шкафа к внешним цепям осуществляется с помощью рядов зажимов, предназначенных для подключения одного проводника сечением до 6 мм² или двух проводников сечением до 2,5 мм². Контактные соединения шкафа соответствуют 2 классу по ГОСТ 10434-82. Ряды зажимов выполнены с учетом требований ПУЭ, раздел III-4-15.

В состав изделия входят следующие основные блоки:

- блок функциональный (БФ-04.04.04.04-03-350000-48-112);
- сигнальные лампы и кнопки съема сигнализации;
- переключатели и кнопки оперативного управления;
- выходные реле и реле контроля питания;
- испытательные блоки для измерительных цепей тока и напряжения;
- блок питания 24 В;
- блок управления питанием с автоматическими выключателями;
- сетевой коммутатор;
- ряды зажимов для подключения внешних цепей [8].

АЛАРс предназначена для выявления асинхронного режима в контролируемом сечении энергосистемы и формирования управляющих воздействий, направленных на его ликвидацию. За счет контроля положения электрического центра качаний (ЭЦК) устройство позволяет обеспечить согласование с подобными устройствами. Алгоритм работы АЛАРс реализует функции ступенчатого циклового АЛАРс с контролем положения ЭЦК — пуском по сопротивлению. АЛАРт предназначено для выявления асинхронного режима в контролируемом сечении энергосистемы и формирования управляющих воздействий, направленных на его ликвидацию. Для выявления асинхронного режима устройство реагирует на колебания действующего значения тока прямой последовательности, контролируя их амплитуду и частоту (по длительности цикла асинхронного режима).

Устройства АЛАР имеют диспетчерские наименования: 1 комплект АЛАР 1-4бл., 2 комплект АЛАР 1-4бл.

Устройства КПА-М 1 комплект АЛАР 1-4бл., 2 комплект АЛАР 1-4бл. находятся в ведении диспетчера Амурского РДУ. Операции с устройствами АЛАР, выполняются с разрешения диспетчерского персонала Амурского РДУ.

Нормальное эксплуатационное состояние – введено в работу в соответствии с режимными требованиями.

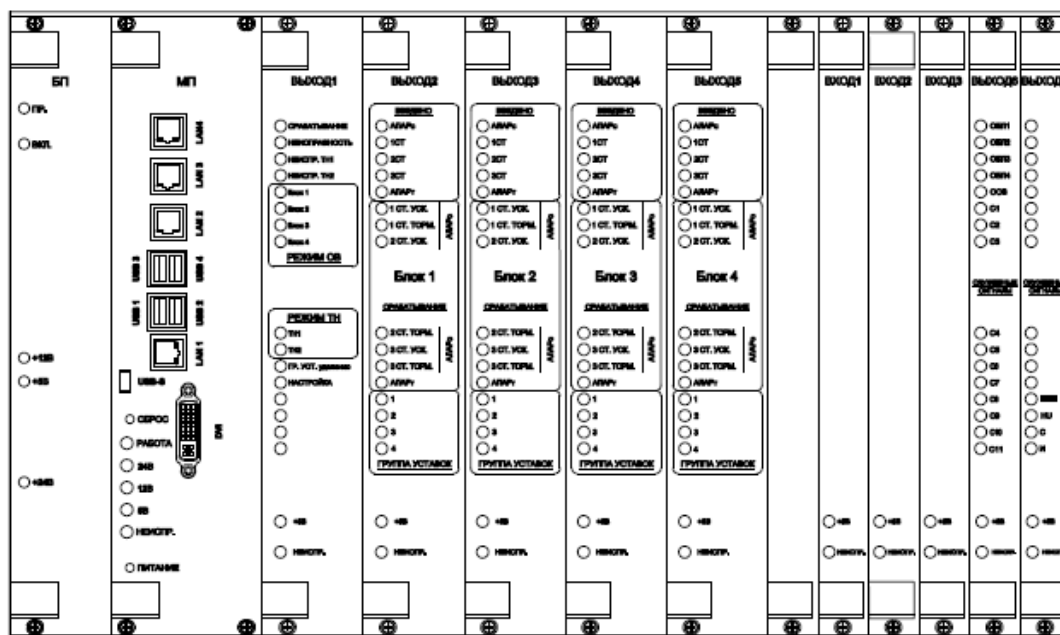


Рисунок 14 – Блок функциональный КПА-М-02-10010-УХЛ4

Расположение плат и блоков, а также их внешний вид с указанием элементов сигнализации приведены на рисунке 1. Функциональный блок БФ-04.04.04.04-03-350000-48-112 содержит:

- блок питания (БП);
- микропроцессорный модуль (МП), обеспечивающий выполнение необходимых вычислений;
- платы ввода дискретных сигналов ВХОД 1, ВХОД 2, ВХОД 3, которые обеспечивают обработку и пересылку данных о состоянии дискретных входов микропроцессорный модуль (МП). Каждая плата рассчитана на обработку 16-ти входных сигналов;
- платы вывода дискретных сигналов ВЫХОД1 – ВЫХОД5, предназначенные для реализации местной светодиодной сигнализации, и содержит 16 светодиодов, которые могут работать как в режиме отображения

текущего состояния, так и в режиме запоминания - «блинкер». Светодиоды на плате сигнализируют о режимах работы программной части комплекса, срабатывании ступеней, отдельных автоматик комплекса и т.п. Квитирование (сброс) «блинкеров» осуществляется через специальный вход кнопкой на шкафу SB1 [4];

- платы вывода дискретных сигналов ВЫХОД 6, ВЫХОД 7, предназначенные для управления выходными промежуточными и указательными реле, связь с контроллерами АСУ ТП и РАС — «СЛУЖЕБНЫЕ СИГНАЛЫ». Светодиоды на этих платах режимной и оперативной информации не несут и предназначены только для наладки и диагностики комплекса.

Кроме основных технологических функций БФ обеспечивает регистрацию дискретных событий (как внешних, так и формируемых внутри блока). Точность привязки метки времени к регистрируемому событию. Емкость регистратора – не менее 1500 событий. БФ обеспечивает осциллографирование входных аналоговых и дискретных сигналов (внешних и внутренних). Длительности записи предаварийного режима (в диапазоне от 0,1 до 60 секунд) и полная максимальная длительность записи (до 120 секунд), условия запуска, например, по изменению параметра или дискретного сигнала, задаются при конфигурировании блока. Имеется возможность преобразования осциллограммы в формат обмена данными переходного процесса в энергетических системах COMTRADE (стандарт IEEE).

Каждый БФ обеспечивает:

- выполнение рабочих функций автоматики в соответствии с назначением;
- прием заданного количества дискретных сигналов;
- прием заданного количества аналоговых сигналов;
- местную сигнализацию, осуществляемую при помощи светодиодных индикаторов;

- управление заданным количеством выходных реле;
- осциллографирование аварийных процессов;
- регистрацию событий;
- непрерывно функционирующую систему самодиагностики;
- сигнализацию неисправности;
- сигнализацию срабатывания;
- удобство наблюдения за работой;
- удобство подключения внешних цепей (соединений).

8 ВОПРОСЫ РАБОТЫ УРОВ НА ШИНАХ РУ ВН БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ТЭЦ

8.1 Виды резервирования

Резервирование устройства защиты и коммутационных аппаратов, обеспечивающих отключение и локализацию места повреждения, всегда было важным звеном в повышении надежности и живучести энергетических систем. В Руководящих указаниях по релейной защите, в Правилах устройства электроустановок к устройствам защит предъявляются требования достаточной чувствительности не только в зоне основного действия при повреждении на присоединении (линии, трансформаторе), где данная защита установлена, но и при повреждении на следующем, смежном, участке. Эти требования вызываются возможными отказами защит или выключателей, расположенных ближе к месту повреждения, и предъявляются к тем видам защиты, зона действия которых по принципу действия не ограничивается строго определенным участком, как, например, у дифференциальной защиты трансформатора или дифференциально-фазной защиты линий 110 кВ и выше, где зона действия ограничена зоной, расположенной между используемыми для защиты трансформаторами тока. Как правило, функции резервирования возлагаются на резервные защиты присоединений - дистанционные, токовые, токовые фильтровые, как при междуфазных коротких замыканиях (КЗ), так и при КЗ на землю. Правда, в тех случаях, когда на присоединении устанавливается один комплект защит, они одновременно выполняют и функции основных защит [9]. Так, по одному комплекту защит устанавливается в большинстве случаев на линиях напряжением до 35 кВ включительно. На линиях более высокого напряжения, как правило, устанавливается отдельная быстродействующая защита, отключающая присоединение при его повреждении без выдержки времени. Резервная же

защита предназначена для резервирования основной защиты и для резервирования отказа защит или выключателей смежных элементов.

8.2 УРОВ для схемы с двойной системой шин с контролем по напряжению.

Схема УРОВ приведена на рис. 10. В целях максимального приближения схемы к типовой на рисунках сохранена сквозная нумерация элементов схемы (выключателей, трансформаторов тока, токовых реле и т.д.). По той же причине в цепи пуска УРОВ от защит трансформаторов и ШСВ включено по одному токовому реле, а не по два, как это и требуется по современным решениям. В связи с тем, что в пусковых цепях защиты шин для схемы УРОВ предусмотрены дополнительные элементы, эти цепи ДЗШ даны более подробно. В рассматриваемой схеме в отличие от ранее приведенных все реле постоянного тока, включая реле контроля исправности, находятся в обесточенном состоянии. Исключением является только реле KL40 типа РП-252, сработавшее в нормальном режиме и своими контактами KL40.1-KL40.4 подводящее плюс к выходным цепям. При длительном невозврате после срабатывания любого из промежуточных реле или реле времени срабатывает реле КТ41, шунтирует обмотку реле KL40, которое, срабатывая с выдержкой времени 0,8-1 с, снимает оперативный ток с выходных цепей УРОВ и контактом KL40.5 подает сигнал о неисправности. Одновременно реле KL40 контролирует наличие оперативного тока в схеме УРОВ. Реле KL38 и KL39 выполняются типа РП-255. Этот тип реле использован в связи с необходимостью включения пяти замыкающих контактов. Такое решение нельзя признать удовлетворительным, поскольку РП-255 сложнее, чем реле РП-23, и имеет большее время срабатывания. Более того, во многих случаях (например, при оснащении большего числа линий быстродействующими защитами) требуется еще большее количество контактов выходного реле УРОВ и параллельно обмоткам реле KL38 и KL39 приходится включать обмотки дополнительных реле[9].

Контроль напряжения выполнен на реле KV22-KV27; KV22 и KV23 - реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М, реагирующий орган реле в нормальном режиме обесточен, а контакт реле замкнут. Реле KV26 и KV27 типа РНН-57 включены на цепи разомкнутого треугольника трансформаторов напряжения обеих систем шин, в нормальном режиме оба реле обесточены, а их контакты в цепи обмотки, KV24 и KV25 замкнуты. Реле минимального напряжения - KV24 и KV25 типа РН-54, через два размыкающих контакта включенные на одно из линейных напряжений цепей трансформаторов напряжения. В нормальном режиме к обмоткам реле подведено номинальное напряжение, якоря реле подтянуты, а их размыкающие контакты разомкнуты. В старых схемах могут использоваться и другие ныне снятые с производства типы реле. В частности, вместо реле РНН-57 использовались токовые реле ЭТ-520/0,2 со шкалой на 50-200 мА с последовательно включенным резистором 75 Ом. В комплексе такая схема эквивалентна реле напряжения с диапазоном уставок 3,75-15 В.

При неполнофазных КЗ срабатывают (в зависимости от вида и удаленности КЗ) реле напряжения обратной последовательности KV22, KV23 или реле напряжения нулевой последовательности KV26, KV27. При этом подрывается цепь обмотки реле KV24 или KV25, якоря реле отпадают и замыкают контакты в цепях оперативного тока УРОВ. При трехфазных КЗ реле KV22, KV23, KV26, KV27 могут не работать, но снижается напряжение, подводимое к реле KV24 и KV25, и они также замыкают свои контакты.

При рассмотрении принципа работы данной схемы УРОВ будем предполагать, что при КЗ с отказами выключателей обеспечивается срабатывание хотя бы одного из реле KV24 или KV25, в противном случае УРОВ отказывает из-за недостаточной чувствительности органов напряжения.

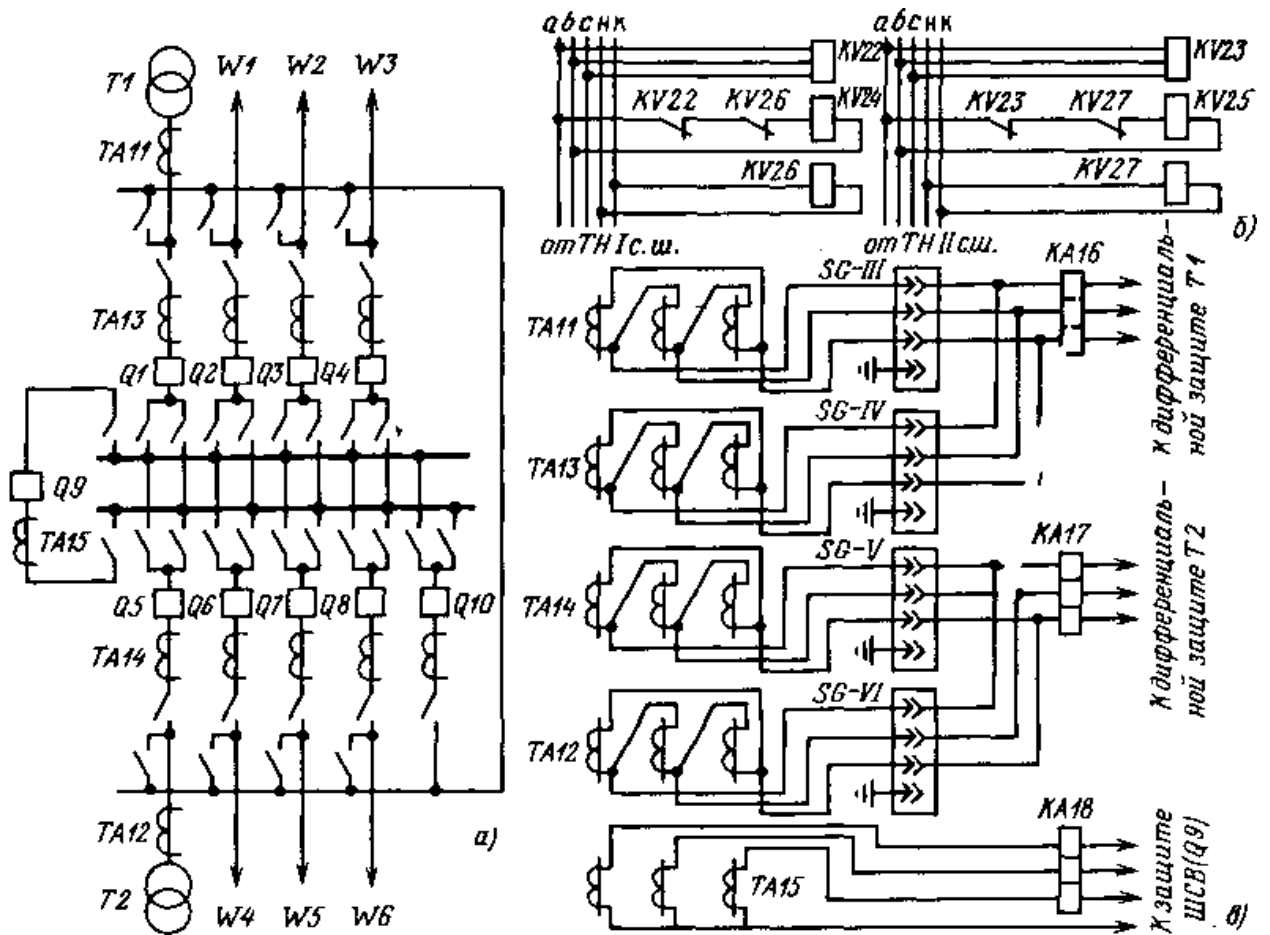


Рисунок 15 – УРОВ для схемы двойной системы шин с фиксированным присоединением элементов с контролирующим сигналом по напряжению:

а — поясняющая схема; б — цепи напряжения; в — токовые цепи

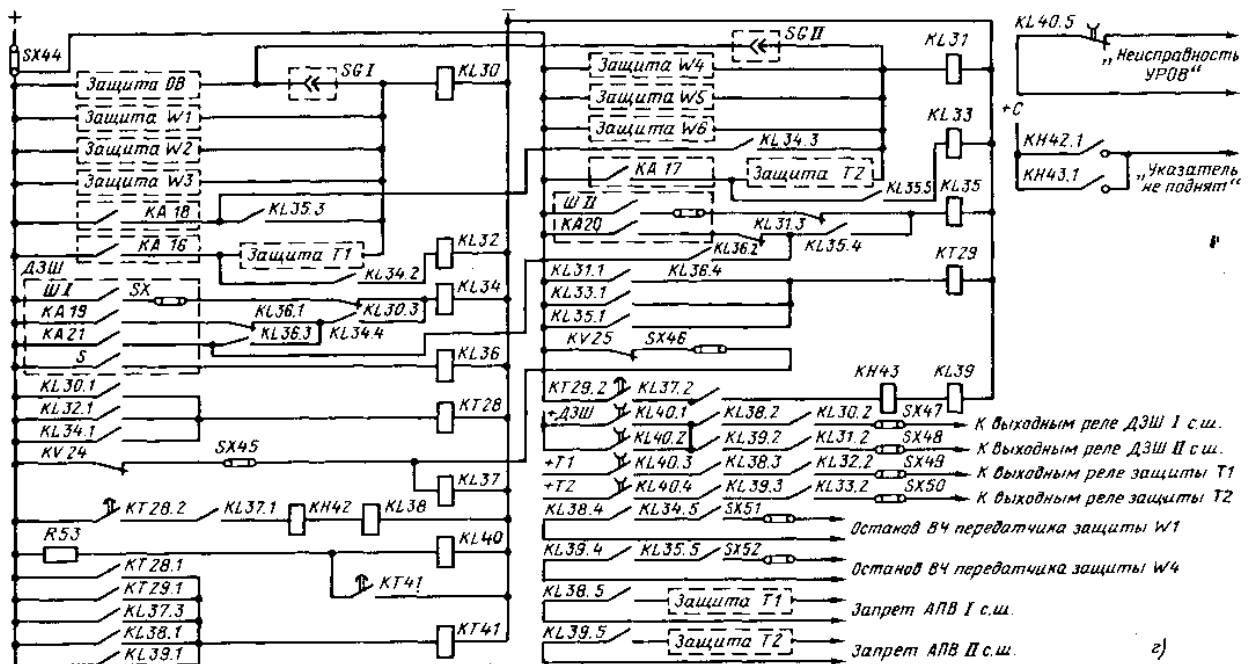


Рисунок 15 (продолжение); г - оперативные цепи и цепи сигнализации

При параллельной работе систем шин оба реле KV24 и KV25 работают (замыкают свои контакты) в случае КЗ одновременно, при раздельной работе систем шин может замкнуть свой контакт только одно из реле, но в любом из этих вариантов при срабатывании органов напряжения срабатывает реле KL37, контролирующее наличие КЗ в прилежащей сети. Отключающие устройства SX45 и SX46 необходимы для вывода цепи одного из реле при выводе из работы системы шин, поскольку в этом режиме соответствующее реле напряжения обесточивается, срабатывает KL37, а затем схема контроля цепей выводит УРОВ из действия [9].

Приведенная на рис. 10, а схема рассчитана на подключение к каждой системе шин трех линий и одного трансформатора; предполагается, что только на одной из линий каждой системы шин имеется быстродействующая защита (только для одной линии выполнена цепь останова ВЧ аппарата ДФЗ).

Схема работает следующим образом.

При КЗ на линии с отказом линейного выключателя (например, линии W1) срабатывает защита линии, срабатывает KL30. При этом запускается КТ28 и замыкается контакт KL30.2 в выходной цепи воздействия на ДЗШ. При срабатывании КТ28 запускается схема контроля исправности цепей УРОВ, но выдержка времени реле КТ41 значительно больше выдержки времени реле КТ28. После замыкания контакта КТ28.2 с учетом ранее замкнувшегося контакта KL37.1 срабатывает указательное реле КН42, сигнализирующее о работе УРОВ и реле KL38. При этом контактом KL38 обеспечивается повторный пуск схемы контроля; на контакте KL38.2 полностью собирается цепь воздействия на выходные реле первой системы шин, чем и производится отключение КЗ; контакты KL38.3, KL38.4 и KL38.5 замыкают цепи действия на выходное реле защит трансформатора, останова ВЧ аппарата линии и запрета АПВ первой системы шин, но полностью эти цепи не собираются и поэтому никаких действий не производится.

При работе линии через ОВ вставляется крышка испытательного блока SGI или SGII и, таким образом, ОВ по цепям УРОВ фиксируется за соответствующей системой шин. При его отказе в процессе отключения КЗ работа УРОВ аналогична работе при отказе линейного выключателя. Если основная быстродействующая защита переводится на ОВ, то никаких дополнительных операций в цепях УРОВ выполнять не требуется.

Поскольку цепи всех линий данной системы шин действуют на одно и то же пусковое реле УРОВ, то подключение дополнительных линий не требует дополнительной реконструкции схемы УРОВ, за исключением образования дополнительных выходных цепей останова ВЧ передатчика ДФЗ.

При повреждении в трансформаторе и отказе его выключателя схема УРОВ действует так же, но в цепи контактов защиты дополнительно включен контакт токового реле (для 77 реле КА16). Это необходимо в связи с тем, что после срабатывания газовой защиты контакт газового реле может не разомкнуться и импульс на срабатывание KL30 будет длительным даже при нормальном отключении всех выключателей. При переводе трансформатора на обходную систему шин предполагается переключение токового реле КА16 на ТТ, встроенные в силовой трансформатор. В этом случае при повреждении трансформатора его цепи в схеме УРОВ будут работать, как и при нормальной схеме питания, а при повреждении на ошиновке сработают защиты ОВ с воздействием на те же цепи УРОВ. О недостатке приведенного варианта переключения токового реле на встроенные трансформаторы тока говорилось выше, при этом возможно излишнее действие УРОВ при повреждении ошиновки и отказе выключателя с другой стороны трансформатора и наличии с той стороны питания. Для устранения дефекта необходимо либо переключать реле КА16 на трансформаторы тока ОВ, либо реконструировать схему по типу рис. 6, а [9].

Усложнение элементов схемы защиты шин связано с тем, что в старых схемах ДЗШ отсутствовали чувствительные органы, обеспечивавшие

невозврат выходных реле после КЗ на шинах и отказе одного из выключателей, когда ток КЗ может резко уменьшиться. Поэтому в токовые цепи избирателей обеих систем шин дополнительно включаются токовые трехфазные высокочувствительные реле типа РТ-40/Р КА19 и КА20, а в цепь пусковых органов ДЗШ - реле КА21.

При срабатывании ДЗШ первой системы шин (замыкается контакт Ш1) срабатывает реле KL34 в схеме УРОВ и при нормальной фиксации (рубильник S разомкнут, KL36 обесточено, контакт KL36.1 замкнут) удерживается до полного исчезновения тока и возврата реле КА19. При нарушенной фиксации, когда ток в цепи избирателей одной из систем шин может и отсутствовать, удерживание реле KL34 осуществляется через контакты КА21, KL36.3 и KL34.4 (в этом режиме рубильник S замкнут и реле KL 36 находится в сработавшем состоянии).

При повреждении на первой системе шин и отказе ШСВ срабатывает KL34. При этом через контакты КА18 и KL34.3 срабатывает реле KL31, запускается реле КТ29. После замыкания его контакта через замкнувшийся ранее контакт KL37.2 работают КН43 и выходное реле; KL39, образуется цепь на отключение второй системы шин.

При повреждении на первой системе шин и отказе линейного выключателя работают KL34, KL37, КТ28. После замыкания с выдержкой времени контакта КТ28 срабатывает KL38 с образованием цепи на останов ВЧ передатчика ДФЗ. На линии с отказавшим выключателем это приводит к срабатыванию ДФЗ и отключению выключателя с противоположной стороны линии.

При повреждении на первой системе шин и отказе выключателя; трансформатора (при наличии питания с противоположной стороны не; возвращаются реле КА19 или КА21 схемы ДЗШ и реле KL34 схемы УРОВ) срабатывают KL34, KL37. После срабатывания KL34 работает KL32 и КТ28.

Затем после замыкания контактов реле КТ28 срабатывает КЛ38 с образованием цепи на выходные реле защит трансформатора.

Общее время срабатывания УРОВ при любом режиме работы состоит из времени срабатывания двух промежуточных реле и выдержки времени реле времени. При отказе любого из выключателей данной системы шин срабатывает одно общее для всех случаев отказа реле' времени (для первой системы шин КТ28). В связи с этим в схему введена блокировка - в цепь обмотки реле КЛ34 включен размыкающий контакт КЛ30.3, т.е. если работе УРОВ предшествовала работа защит линий или трансформаторов, то реле КЛ34 работать не сможет.

Отсутствие блокировки привело бы к следующему. После КЗ на линии с отказом линейного выключателя работает УРОВ с воздействием на выходное реле защиты шин. После их срабатывания одновременно с действием на отключение выключателей подается сигнал на срабатывание КЛ34, а затем и КЛ32 в схеме УРОВ. Образуются ложные цепи на отключение трансформатора с противоположных сторон и иен, останов ВЧ аппаратов ДФЗ линий, подключенных к данной системе шин, и к отключению их с противоположных сторон, при этом отключаются соответствующие отпайки. Наличие блокировки приводит также к отказу УРОВ при сопутствующем отказе. К недостаткам рассмотренной схемы следует отнести отсутствие чувствительности органов напряжения при КЗ за трансформаторами, при КЗ на длинных линиях, при отказе выключателя и работе защиты в режиме дальнего резервирования.

Запрет АПВ выполняется только при КЗ в трансформаторе и отказе его выключателя. Если необходимо запретить АПВ при работе УРОВ и отказе любого из выключателей, то шунтируются контакты защиты трансформаторов, включенных последовательно с контактами КЛ38.5 НКЛ39.5.

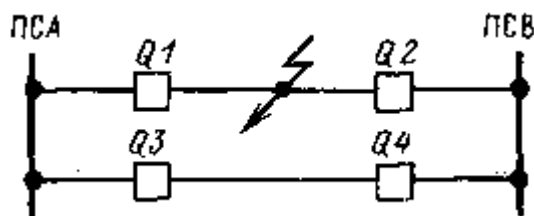


Рисунок 16 – Схема сети

Рассмотрим режим ликвидации повреждения в схеме сети на рис. 11. Предположим, что со стороны рассматриваемой подстанции А, где установлено УРОВ, повреждение нормально отключено выключателем Q1 после работы защиты с малой выдержкой времени, с противоположной стороны КЗ будет ликвидироваться защитами с большими временами. После отключения выключателя Q1 повреждение еще не ликвидировано и органы напряжения УРОВ могут не вернуться в исходное положение. Таким образом, несрабатывание УРОВ будет зависеть цели ком от своевременного возврата защиты и ее выходного реле с последующим возвратом схемы УРОВ. Поэтому для такой схемы УРОВ требование выбора выдержки времени по условию отстройки от времени возврата защиты является особо жестким. Подобный вариант невозврата реле напряжения может проявляться и в более сложных кольцевых сетях.

Устройство контроля исправности при своем срабатывании снимает контактами KL40.1-KL40.4 плюс оперативного тока с выходных цепей, действующих в схемы ДЗШ и защит трансформаторов. Цепи, действующие на останов ВЧ аппаратов линейных защит и на запрет АПВ, из действия не выводятся [9].

8.3 Наладка

Наладка цепей и аппаратуры УРОВ выполняется на основании общих требований к наладке устройств РЗА [6]. Аппаратура УРОВ (реле тока и напряжения, промежуточные и указательные реле, реле времени) относятся к простым устройствам, их наладка и эксплуатационные проверки выполняются

в соответствии с [7-11] и не вызывают затруднений. Токовые реле РТ40/Р, как правило, расположены на панелях защит присоединений и налаживаются вместе с РЗА присоединений. В отдельных случаях все или часть реле РТ-40/Р располагаются на отдельной панели, входящей в комплект УРОВ. Особое внимание при наладке токовых реле уделяется проверке полярности обмоток и включению их в схему. Обмотки с равным числом витков, выведенные на зажимы 2-4 и 6-8 (рис. 14) включаются в схему токовых цепей неодинаково. Если полярный вывод первой обмотки включается в сторону ТТ, то включаемая в другую фазу токовых цепей обмотка реле к ТТ подключается неполярным зажимом [13]. В противном случае при двухфазном КЗ возможны компенсация магнитных потоков обеих обмоток и отказ реле в срабатывании. Схема включения реле приведена на рис. 14 (полярность включения обмотки с большим числом витков может быть произвольной).

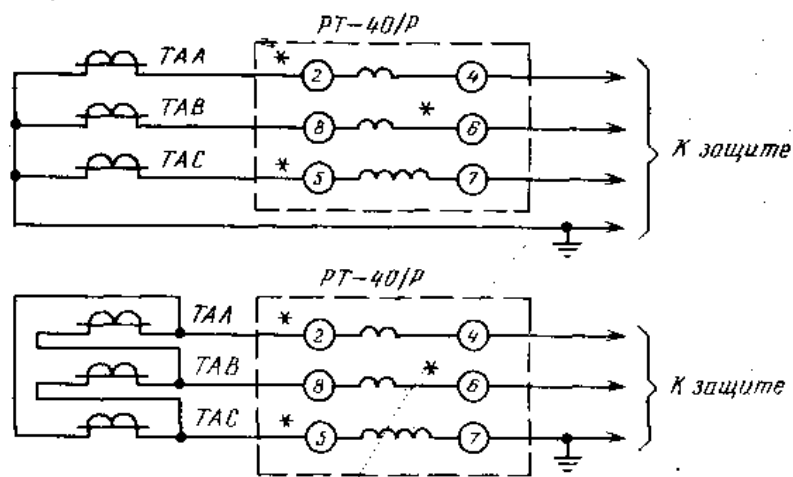


Рисунок 17 – Схема включения реле РТ-40/Р

Особенности наладки УРОВ объясняются сложностью схемы оперативных цепей, значительным количеством блокировок и перевязок в схеме, большим количеством кабельных связей и панелей РЗА, отдельные элементы которых участвуют в схеме УРОВ. Поэтому в процессе наладки УРОВ обычно выполняются следующие виды работ.

1. Снимается монтажная схема панели УРОВ, выполняется по ней принципиально-монтажная схема и сравнивается с заданной принципиальной. Особое внимание уделяется перемычкам, установленным на зажимах панели и реле. Целесообразность выполнения этого, как и ряда следующих положений, выходящих за рамки обычных требований, объясняется тем, что в сложных схемах общепринятая методика опробования не позволяет выявить всех возможных ошибок схемы.

2. Проверяются пакеты испытательных блоков, наличие или отсутствие (в соответствии с принципиальной схемой) закорачивающих перемычек внутри блока, их крепление и надежность закорачивания ими рабочих пластин. Работы на испытательных блоках других присоединений выполняются при выводе соответствующих устройств из работы. При работе в цепях ТТ принимаются меры безопасности, предотвращающие возможность раскорачивания ТТ.

3. Составляется перечень элементов схемы УРОВ, расположенных на других панелях, и перечень соответствующих кабелей. На панелях защит линий и трансформаторов - это контакты выходных реле, контакты реле КQC, контакты токовых реле, цепи отключения от УРОВ, цепи останова ВЧ передатчика, цепи запрета АПВ. В ряде случаев это токовые цепи, идущие на панель токовых реле. Значительное количество связей объединяет УРОВ с ДЗШ [13].

В процессе текущей эксплуатации релейная аппаратура, установленная в цепях РЗА присоединений, проверяется совместно с РЗА присоединений. При новой наладке может возникнуть необходимость наладки отдельных узлов действующей схемы, прозвонки цепей. Целесообразно внесение этих цепей в схему УРОВ с указанием номеров зажимов и наименований жил. Наладка этих элементов и выверка схемы в пределах панели могут потребовать отключения присоединения и поэтому должны выполняться заблаговременно. Тогда же производится испытание изоляции цепей и

опробование их до зажимов панели. Выполнение работ отмечается в предварительно составленном перечне. Там же указываются зажимы панели, на которых выполнен разрыв цепи.

4. После завершения проверки всех реле панели УРОВ, подключения реле и проводов в пределах панели, кабелей связи с другими панелями (отключенные жилы на противоположных концах промаркированы и изолированы) проверяется изоляция устройства в полной схеме (за исключением аппаратуры действующих панелей), проводится испытание повышенным напряжением по отношению к земле. Проверяется мегаомметром 1000 В изоляция между электрически несвязанными цепями, в том числе между основной схемой УРОВ и цепями отключения, запрета АПВ и т.д.

5. Подключаются цепи напряжения (для УРОВ с контролирующим сигналом по напряжению). Проверяется правильность включения реле, включенных на линейное напряжение, на цепи разомкнутого треугольника. Проверяется правильная работа реле РНФ-Ш [9].

6. При установке токовых реле РТ-40/Р на отдельных панелях до подключения ТТ при поочередной подаче тока на фазы А—В, В—С и С—А, А—О, В—О, С—О убеждаются в правильном подключении токовых реле. Так, если ток срабатывания реле при подаче тока в обмотку с большим числом витков принять за единицу, то при питании обмотки с малым числом витков ток срабатывания увеличивается вдвое, при режиме двухфазного КЗ с питанием двух обмоток с малым числом витков ток срабатывания равен единице, при питании одной обмотки с большим числом витков и одной с малым числом витков ток срабатывания в одном случае равен 0,66, а в другом случае - 2.

7. Производится подключение реле РТ-40/Р в схему токовых цепей. Предполагается, что кабель предварительно испытан, прозвонка цепей выполнена, жилы разведены и подготовлены к подключению. Перед

подключением реле защита, в токовые цепи которой подключается реле РТ-40/Р, переводится на сигнал. Если эта защита является единственной, то предварительно включаются временные защиты подставного щитка. После подключения реле в схему снимается векторная диаграмма и измеряются токи на входе и выходе панели. Проверяется неизменность векторной диаграммы на входе панели защиты присоединения, в цепи которой производилось включение (если реле РТ-40/Р включалось между ТТ и панелью защиты). Если реле РТ-40/Р располагаются на панелях защит, но до рассматриваемого момента не были налажены и введены в схему, то их ввод в работу после наладки выполняется аналогично.

8. Подается оперативный ток на панель УРОВ, производится опробование работы схемы при нормальном и пониженном до 80% напряжении. Проверяется появление выходных сигналов при снятых и включенных накладках, отсутствие сигналов на тех выходных цепях, на которых они появляться не должны. Проверка выходных цепей выполняется на омметр (пробник). Проверяется правильность надписей на панелях реле, накладках, указательных реле, табло. Подключаются цепи сигнализации и проводится их опробование [13].

9. Составляется программа включения УРОВ в работу. Поочередно отключаются присоединения и ДЗШ, подключаются все цепи данного присоединения. Производится опробование воздействия элементов схемы РЗА присоединения на УРОВ (контакты выходных реле защиты, реле КЭС, КА) и воздействия УРОВ на отключение выключателей, на соответствующие выходные реле, запрет АПВ, останов ВЧ передатчика ДФЗ. Воздействие УРОВ на отключение и запрет АПВ может производиться нажатием якорей соответствующих реле (опробование взаимодействия схемы проверено ранее). После опробования соответствующего присоединения снимаются накладки в цепи его отключения от УРОВ, все остальные цепи остаются подключенными. После завершения всего объема опробования все

цепи УРОВ введены в работу, все цепи отключений разомкнуты накладками.

10. Выдается оперативному персоналу инструкция по обслуживанию УРОВ, проводится инструктаж, делается запись в журнале щита управления о готовности УРОВ к включению. Оперативный персонал вводит УРОВ в работу, устанавливая накладки в рабочее положение. Техническое обслуживание УРОВ, находящихся в эксплуатации.

8.4 Эксплуатация уров оперативным персоналом

В связи с тем, что процент неправильных действий УРОВ по вине оперативного персонала достаточно высок, вопросам правильной эксплуатации УРОВ должно уделяться серьезное внимание. Назначение, принцип действия УРОВ, особенности его обслуживания должны включаться в планы технического обучения оперативного персонала, на этих занятиях должны разбираться неправильные действия УРОВ, произошедшие по вине дежурных [16].

Так как наибольшее количество ошибок вызывается неправильными действиями с накладками, целесообразно выполнить ряд мероприятий по недопущению типовых ошибок. К таким мероприятиям можно отнести:

1) обрамление накладок пуска УРОВ на панелях защит ярким цветом для напоминания оперативному персоналу о необходимости проведения операции с накладками в цепях УРОВ при операциях с накладками защит;

2) объединение цветным фоном или стрелками накладки пуска УРОВ с накладкой отключения защиты (например, на панели ДФЗ);

3) установление порядка, когда при выводе из работы любой защиты на панели ЭПЗ-1636 выносятся все (две или три в зависимости от модификации) накладки пуска УРОВ этой панели. Возможен незначительный перемонтаж панели с выполнением одной общей накладки в цепи пуска УРОВ от всех защит панели;

4) объединение общим цветным полем накладки и трафарета с наименованием, поскольку при плотном, в несколько рядов, расположении

накладок (особенно на панелях ЭПЗ-1636) определение относящейся к данной накладке надписи вызывает затруднение.

Эксплуатация УРОВ определяется действующими на данном предприятии общей инструкцией по эксплуатации РЗА, составленной с учетом [12 и 13], и инструкцией по эксплуатации УРОВ.

В общей инструкции излагаются требования к вопросам эксплуатации релейной защиты. Применительно к УРОВ оперативный персонал электростанций, подстанций в соответствии с инструкциями осуществляет следующие мероприятия:

а) ведет наблюдение за исправностью устройств РЗА, их цепей и вспомогательных устройств;

б) подготавливает по распоряжению диспетчера место работ, допускает персонал МСРЗАИ или персонал сторонних организаций и принимает от указанного персонала в эксплуатацию устройства РЗА. При этом предполагается, что работы выполняются под руководством вышестоящего диспетчера, в ведении или управлении которого находятся устройства РЗА. Все работы выполняются при наличии заявок на вывод устройства или по указанию диспетчера;

в) выполняет записи о работе устройства РЗА и передает их диспетчеру;

г) отвечает за правильное и своевременное выполнение всех требований по обслуживанию данного устройства.

Оперативный персонал предприятия должен знать принцип действия и назначение УРОВ, взаимодействие с другими устройствами РЗА данной подстанции; источники питания оперативным постоянным током и (для схем УРОВ с контролем по напряжению) связей с трансформаторами напряжения; расположение автоматических выключателей или предохранителей в цепях оперативного тока, сигнализации и (при необходимости) цепей напряжения.

Оперативный персонал должен уметь пользоваться инструкциями по обслуживанию УРОВ и связанных с ним других устройств (например, панелей защит, от которых производится пуск УРОВ); пользоваться отключающими устройствами, автоматическими выключателями, относящимися к схеме УРОВ; устранять простые неисправности, например, произвести смену сгоревших ламп в схеме сигнализации, замену сгоревших предохранителей.

Перед отключением по любым причинам устройств РЗА, пускающих УРОВ, необходимо предварительно отключить от них пуск УРОВ.

Все операции с разъединителями и воздушными выключателями, опробование оборудования после ремонта или длительного нахождения без напряжения выполняются при включенных в работу быстродействующих защитах и УРОВ.

Перед вводом в работу УРОВ после наладки, профилактических или послеаварийных работ персонал службы РЗАИ делает запись в журнале релейной защиты о выполненной работе и о возможности включения УРОВ. Оперативный персонал знакомится с записями, расписывается в журнале и только после этого с разрешения вышестоящего диспетчера вводит УРОВ в работу.

При периодических осмотрах устройства РЗА (в том числе и панелей УРОВ) оперативный персонал проверяет отсутствие выпавших флажков на панелях, правильное положение отключающих устройств, включенное положение автоматических выключателей, отсутствие сигналов о неисправности, отсутствие внешних признаков повреждения. При осмотре убеждается также в том, что у отключенных защит, пускающих УРОВ, отключен и пуск УРОВ [16].

При срабатывании УРОВ после оценки сложившейся ситуации, квитиования ключей отключившихся выключателей и перед включением оборудования в работу оперативный персонал осматривает все устройства защиты и автоматики, отмечает мелом или другим способом на панелях или

кожухах все сработавшие указательные реле и производит запись в журнале. Только после сообщения о результатах осмотров и записях в журнале диспетчеру и только с его разрешения возвращаются в исходное состояние флажки указательных реле. Стирать временные отметки указательных реле следует только после окончания анализа работы устройства РЗА по разрешению диспетчера. При повторном срабатывании устройств РЗА после обратного включения оборудования работа указательных реле отмечается способом, отличным от способа обозначения в первом случае. Выполнение требования о правильной и своевременной регистрации сработавших указательных реле, дополнительная контрольная отметка мелом являются важными требованиями, обеспечивающими достоверность сведений о действии РЗА. Известны многочисленные случаи, когда пренебрежение этими требованиями приводили к тому, что оперативный персонал в напряженной послеаварийной ситуации не в состоянии был запомнить перечень сработавших защит и выпавших флажков указательных реле, а отсутствие своевременно отмеченных сработавших указательных реле не давало возможности полноценного анализа и разбора протекания аварийных ситуаций.

Составление инструкции по эксплуатации УРОВ оперативным персоналом вызывает определенные трудности из-за большого разнообразия вариантов исполнения первичных схем, а также различия в принципах, блокировках, расстановке в схеме указательных реле УРОВ даже для определенной первичной схемы. Так, в энергосистеме при 24 схемах УРОВ насчитывается 9 вариантов и модификаций, в сетевом предприятии на 5 схем - 4 варианта.

Принципиально возможны два подхода:

составление типовой инструкции с указаниями по оперативному обслуживанию, исходя из принципов действия и технических особенностей, без учета местных условий и особенностей данной электростанции и

подстанции; уточнения и дополнения, вызванные местными условиями и особенностями данной, электростанции или подстанции, даются в приложениях;

составление местной инструкции для данной электростанции или подстанции, составленной на основе типовой инструкции.

Представляется наиболее целесообразным на электростанциях с одной или двумя схемами УРОВ разрабатывать местные инструкции» в сетевых предприятиях и в энергосистемах использовать типовые инструкции с табличными дополнениями, учитывающие местные особенности. Вариант типовой инструкции дан в приложении.

Работы по вводу УРОВ в действие, выводу его из действия, а также по подготовке рабочего места для проверки УРОВ выполняются по местным программам. В программе по подготовке рабочего места указывается, где и как должны быть разорваны связи с другими панелями, приводятся меры по предотвращению ошибочных отключений.

9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В условиях возрастающей доли устаревшего энергетического оборудования электростанций весьма актуальным становится задача обоснования направлений развития генерирующих мощностей. В условиях рыночной экономики решающим условием финансовой устойчивости предприятия считается эффективность вложения капитала в тот или иной проект. Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов. При обосновании проектов обновления энергетических объектов следует учитывать, что, чем прогрессивнее технические решения [28].

В данном разделе рассматриваем экономическую часть вопроса по автоматике шиносоединительных выключателей разных производителей.

Основными компаниями считаются: ЭКРА, АBB, Siemens, Schneider Electric.

Schneider Electric («Шнедёр Электрiк») — французская энергомашиностроительная компания, производитель оборудования для энергетических под комплексов промышленных предприятий, объектов гражданского и жилищного строительства, центров обработки данных.

Siemens AG (нем. Siemens Aktiengesellschaft, в русской традиции «Сiменс») — немецкий конгломерат, работающий в области электротехники, электроники, энергетического оборудования, транспорта, медицинского оборудования и светотехники, а также специализированных услуг в различных областях промышленности, транспорта и связи. Штаб-квартиры находятся в Берлине и Мюнхене.

ABB (*Asea Brown Boveri*) — швейцарская корпорация, специализирующаяся в области электротехники и энергетического машиностроения, созданная в результате слияния в 1988 году шведской компании ASEA и швейцарской компании Brown, Boveri & Cie. Штаб-квартира — в Цюрихе, производственные мощности располагаются на территории Германии, Швейцарии, Швеции, Италии, Франции, России, Чехии, Индии, Китая, США, Португалии, Бразилии, Финляндии, Эстонии и ряда других стран.

ООО НПП «ЭКРА» – научно-производственное предприятие «полного цикла», созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в городе Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики, нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности.

Так как цена оборудования доходит до 5 000 000 рублей, поэтому происходит жесткий отбор. Если зарубежные фирмы могут предоставить оборудование по более низкой цене нежели отечественное, то в нынешних условиях экономики и санкций, направленных против России, становится выгодно закупка оборудования в нашей стране. Что уменьшает затраты в перевозке и в валютных единицах.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Нынешнее электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В данной главе рассматриваются вопросы техники безопасности при обслуживании различного электрооборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

10.1 Безопасность

Для обеспечения безопасного труда электротехнического персонала, работающего в электроустановках, существует нормативный документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». Данный документ вступил в силу с 15 декабря 2020 года и распространяется на всех работников электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнологического персонала, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения [2].

Согласно этому документу, именно работодатель отвечает за обеспечение безопасных условий труда для своих работников. Это означает, что:

– все электроустановки, предназначенные для производства, передачи, распределения и т.п. электрической энергии должны находиться в технически исправном состоянии;

– электроустановки должны быть снабжены защитными средствами и аптечками для оказания первой медицинской помощи;

– все работники должны проходить обучение методам и приемам выполнения работ в электроустановках, а также методам оказания первой медицинской помощи и приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока;

– работы в электроустановках должны проводиться по заданию на производство работ, оформленному в специальном бланке установленной формы (наряд-допуск) и выданный работником из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу допуска V или IV в электроустановках выше 1000 В и до 1000 В соответственно [2].

Для безопасного проведения работ в электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Подготовка рабочего места.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;
- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Выполнение работы.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работы необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств

защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, чтобы они не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в [2]. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозащитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения.

Электрозащитные средства.

Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля необходимо применять электрозащитные средства.

Электрозащитными средствами необходимо пользоваться в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Пользоваться можно только теми средствами защиты, у которых не истек срок очередного испытания. Перед применением эти средства должны быть осмотрены для определения их пригодности.

10.2 Экологичность

Проблемы защиты окружающей среды и минимизации антропогенного воздействия на климат стали одними из важнейших в повестке дня крупнейших мировых экономических и политических форумов.

Экологическая безопасность электросетевых объектов может быть обеспечена при выполнении законодательных и нормативно-технических документов в области охраны окружающей среды.

Основными отрицательными последствиями влияния электросетевых объектов на окружающую среду являются возможные изменения состояния животного и растительного мира, атмосферного воздуха, гидросферы, почвенного покрова и грунтов и, как следствие, воздействие на здоровье человека.

Для вновь проектируемых электросетевых объектов необходимо соблюдение действующих нормативов по охране окружающей среды и рациональному природопользованию с целью обеспечения минимальных воздействий на компоненты природной среды.

10.2.1 Экологичность элегазового оборудования

Элегазовый выключатель заполнен смесью газов вида SF₆-SF₆+CF₄. Сама по себе данная смесь инертна, то есть она не горит и не вступает во взаимодействие с химическими элементами окружающей среды. Удельный вес элегаза намного больше веса воздуха, поэтому накопление газа происходит в нижней части помещений и камер выключателей.

Гораздо опасней для человека продукты разложения элегаза под действием высокой температуры электрической дуги, зажигаемой в процессе работы выключателя. Под действием температуры 1500-5000 °С (температурный диапазон дуги в зависимости от величины коммутируемого тока), происходит разложение газа на фториды, которые в виде пыли оседают на внутренней поверхности изолирующих цилиндров, контактах и стенках бака [12].

При утечках элегаза, его наличие можно определить по характерному запаху сероводорода (многие этот запах знают, как запах тухлых яиц). Также, об утечке элегаза из выключателя сообщит аварийный сигнал снижения давления элегаза и блокировка выключателя.

На денсиметре показания стрелки будут находиться в пределах красной зоны. При обнаружении утечки элегаза оборудование должно быть выведено в аварийный ремонт, помещение должно быть хорошо провентилировано. Причем, помещения с элегазовым оборудованием должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха из нижней части помещений и кабельных каналов.

Перед началом выполнения работ по обслуживанию элегазового выключателя весь SF₆-SF₆+CF₄ должен быть скачан в баллоны и использован повторно. При ремонте элегазового выключателя, с разборкой дугогасительных камер обязательно применение индивидуальных средств защиты: респираторов, резиновых перчаток, защитных очков.

Так как в присутствии атмосферного воздуха, а именно кислорода и влажности, токсичность продуктов разложения возрастает, ветошь, которой протираются все рабочие механизмы выключателя, должна собираться в контейнер для дальнейшей утилизации на специальных полигонах.

При отсутствии возможности утилизации отработанной ветоши, с остатками фторидов, на специальных полигонах, поступают следующим образом: ветошь замачивают в 3%-ном растворе соды на 24 часа, после чего утилизируют как твердые бытовые отходы [1].

10.2.2 Экологичность масляного оборудования

Большой проблемой в свете этих тенденций является эксплуатация масляных и совтоловых трансформаторов, а также трансформаторов, заполненных не горючей жидкостью. Замена таких, уже много лет эксплуатируемых, но еще вполне работоспособных трансформаторов ничем не обосновывается, кроме критериев по экологической и пожарной

безопасности, кроме того, такая замена довольно дорогое «удовольствие» и влечёт за собой проблемы по утилизации этого оборудования.

Для кардинального решения этих проблем надо еще на стадии проектирования строительства объектов энергообеспечения, в природоохранных зонах и зонах с тяжелой экологической обстановкой, применять в качестве распределительных (понижающих) трансформаторов сухие трансформаторы с литыми обмотками.

Сухие трансформаторы, с обмотками, залитыми эпоксидной смолой с наполнителем, соответствуют всем требованиям по экологической и пожарной безопасности МЭК и ГОСТ. В сухих трансформаторах не используется токсичный диэлектрик, при эксплуатации они не производят ни каких выбросов в окружающую среду и даже если они находятся в очаге пожара, то обмотки и магнитопровод, (они составляют основную часть трансформатора) не поддерживают горение и не выделяют вредных и токсических веществ в атмосферу.

Обмотки трансформатора с изоляцией на основе эпоксидной смолы изготавливаются по самым современным технологиям. Эпоксидная смола состоит из пяти компонентов: эпоксидная смола, отвердитель, тригидрат алюминия, оксид кремния и краситель. Применение таких наполнителей характерно для всех производителей сухих трансформаторов, с высоким уровнем технологии.

Уникальные свойства этой изоляции состоят в том, что она не только отличный диэлектрик, обеспечивая длительный срок эксплуатации трансформатора, но и обладает противопожарными эффектами: Под воздействием большой температуры на поверхности обмотки образуется паровая рубашка, в месте воздействия огня по поверхности обмотки образуется теплоотражающий экран из оксида алюминия, происходит перераспределение температуры по всей поверхности обмотки и вследствие

этих факторов температура в месте контакта обмотки с огнем не достигает точки воспламенения.

Наличие таких компонентов, как соляная кислота (HCl), бромистоводородная кислота (HBr), оксид азота (NO), диоксид азота (NO₂), цианистоводородная кислота (HCN), фтористоводородная кислота (HF), диоксид серы (SO₂), формальдегид (HCHO) отмечено не было.

Вследствие перечисленных свойств сухие трансформаторы в индустриально развитых и заботящихся о собственной экологии странах находят все более широкое применение, несмотря на большую стоимость (при покупке) по сравнению с масляными трансформаторами. Эксплуатационные расходы сухого трансформатора, с литыми обмотками, значительно ниже, чем у масляного.

Применение сухих трансформаторов для питания конечных потребителей в курортных и природоохранных зонах даст возможность обеспечить режим экологической безопасности этих территорий.

10.3 Расчет маслоприемника под маслонеполненный трансформатор

На ОРУ установлен маслонеполненный силовой трансформатор и масса трансформаторного масла в нем более 1 т и меньше 20 тонн. В соответствии с п. 4.2.69 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ - 7-я редакция) маслоприемник допускается выполнять без отвода масла. Масса трансформаторного масла в трансформаторе равна M . Габариты трансформатора $A \cdot B \cdot H$. Описать конструкцию маслоприемника. Определить габариты маслоприемника [2].

Таблица 4 – Исходные данные

Трансформатор	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДЦ-125/110	15650	6558	4582	7056

Решение:

1. Описание конструкции маслоприемника. Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 тонн допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м ($h_r = 0,25$ м), либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм ($h_b = 0,05$ м).

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

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

2. Определение габаритов маслоприемника. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем

на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т.

$$\Delta = 1,5 \text{ м.}$$

Длина маслоприемника, м:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \quad (50)$$

$$B = 6,558 + 2 \cdot 1,5 = 9,56 \text{ м}$$

Ширина маслоприемника, м:

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta, \quad (51)$$

$$\Gamma = 4,582 + 2 \cdot 1,5 = 7,58 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника, м²:

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \quad (52)$$

$$S_{МП} = 9,56 \cdot 7,58 = 72,48$$

3. Определение глубины маслоприемника. Плотность трансформаторного масла $\rho_{TM} = 880$ кг/м³, тогда объем масла вмещаемый в маслоприемник [3]:

$$V_{TM} = \frac{M}{\rho_{TM}}, \quad (53)$$

$$V_{TM} = \frac{15650}{880} = 17,78 \text{ м}^3$$

Глубина под масло, м:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (54)$$

$$h_{TM} = \frac{17,78}{72,48} = 0.245 \text{ м}$$

Объем воды, вмещаемой в маслоприемник, м³:

$$V_{H_2O} = 0.8 \cdot t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3 \quad (55)$$

где V_{H_2O} – объем воды от средств пожаротушения;

t – время тушения ($t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$),

I – интенсивность пожаротушения ($I = 0.2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$),

$S_{БПТ}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (56)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (6,558 + 4,582) \cdot 7,056 = 157,2 \text{ м}$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 1800 \cdot 0,0002 \cdot (72,48 + 157,2) = 66,15 \text{ м}^3$$

Глубина под воду, м:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}, \quad (57)$$

$$h_{H_2O} = \frac{66,15}{72,48} = 0,91 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприемника, м:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_{H_2O} + h_{Г} + h_{В}, \quad (58)$$

$$h_{МП} = 0,245 + 0,91 + 0,25 + 0,05 = 1,455 \text{ м}$$

10.4 Чрезвычайные ситуации

Наибольшее количество пожаров и взрывов на электроэнергетических объектах приходится на долю трансформаторов (около 40%). Во многом это обусловлено использованием для изоляции и охлаждения горючих материалов, а также оборудования, являющегося потенциальным источником возгорания (маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, кабельные сооружения, изоляции силовых кабелей и т.д.). Горение вышеперечисленных материалов характеризуется выделением большого количества теплоты и токсичных веществ, а также сильным задымлением.

Основной причиной пожаров на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание, которое приводит к недопустимому перегреву токоведущих частей. Возникновение электрической дуги при КЗ становится причиной недопустимого повышения давления в масляном баке. В результате этого происходит вскипание трансформаторного масла и разложение его на

горючие газы, что приводит к взрыву трансформатора, масляных выключателей и растеканию горящего масла [18].

Тушение пожара на трансформаторах осложнено возникновением опасности поражения человека электрическим током. Это может произойти вследствие случайного прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки или если струя воды (или другого тушащего средства) достигнет частей электроустановки, находящихся под напряжением. Именно поэтому действия персонала по тушению пожаров в трансформаторах и других электроустановках строго прописывается. В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» указаны меры предотвращения пожаров и обеспечения пожарной безопасности всего электротехнического оборудования подстанции. Ниже приведены некоторые из них.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных режимов работы;
- соблюдением норм качества масла;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов оборудования, устройств автоматики и защиты;
- исправным содержанием маслоприемников трансформаторов для исключения при аварии растекания масла [6] и др.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

При тушении пожара на электрооборудовании без снятия напряжения с электроустановок пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом. На подстанциях первичные средства пожаротушения устанавливаются в специальных пожарных щитах. Класс пожара на подстанции «Чигири» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Установить их следует в видимом и доступном месте. ЩП-Е включает в себя [10]:

- порошковый огнетушитель ОП-4 – 2шт.;
- углекислый огнетушитель ОУ - 3 – 2 шт.;
- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- ножницы диэлектрические – 1 шт.;
- боты диэлектрические – 1 шт.;
- коврик диэлектрический – 1 шт.;
- лопата совковая – 1 шт.;
- кошма (противопожарное полотно) ПП-300 – 1 шт.;
- ящик для песка 0,5 метра куб. – 1 шт.

Так же рядом с трансформатором должен располагаться ящик с песком для тушения небольших очагов пожара (воспламенение кабелей или горючих

жидкостей). Песок должен храниться в металлических ящиках вместимостью 0,5 м. куб., укомплектованных лопатой или большим совком (в тесных помещениях). Песок должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков и посторонних примесей. Один раз в год песок необходимо фильтровать.

Подстанции без обслуживающего персонала не обеспечиваются первичными средствами пожаротушения, за исключением ящиков с песком у трансформаторов [6]. Оперативно-выездная бригада в автомобилях должна иметь минимум 4 углекислотных или порошковых огнетушителей, как средства первичного пожаротушения.

Пенный огнетушитель ОХП10 предназначен для тушения начинающихся малых пожаров и загораний твердых веществ и материалов, маленьких разливов горючих жидкостей, кроме электрооборудования, находящихся под напряжением.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 используют для тушения малых пожаров и загораний, в том числе электроустановок, находящихся под напряжением не выше 1000 В.

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением углекислотным или порошковыми огнетушителями, надо соблюдать меры безопасности: расстояние от огнетушителя до токоведущих частей должно быть не менее одного метра, обязательное использование диэлектрических перчаток и галош (бот), нельзя прикасаться к раструбу углекислотного огнетушителя чтобы избежать всех частей тела, сокращающихся с ним.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках бакалаврской работы был выполнен выбор устройств РЗА на электромеханической и микропроцессорной базах, необходимых для защиты рассматриваемого оборудования на основании ПУЭ. В частности, были выбраны устройства РЗА на Благовещенской ТЭЦ использовали оборудование базе микропроцессорного терминала «ЭКРА».

Работа первичного оборудования без устройств обеспечения надежности невозможна. В соответствии с действующими на предприятиях Единой энергосистемы нормативными документами, работа первичного оборудования без наличия быстродействующих устройств релейной защиты не допускается.

Были произведены расчеты недостающих параметров сетевого оборудования, а именно:

- параметры схемы замещения участка сети;
- токи короткого замыкания в узлах и ветвях установки защит;
- выбор и настройка уставок;

Был произведен расчет выбранных устройств РЗА, выполнена оценка чувствительности, в ходе которой было принято решение применить все выбранные устройства для защиты оборудования.

Также был произведена сравнительная характеристика действующего оборудования и нового для подтверждения выгоды его использования, также сравнительно – экономический анализ оборудования и фирм производителей.

Рассмотрен бок безопасности и экологичности для открытого распределительного устройства на 110 кВ.

Реконструкция защиты ШСВ 110 с установкой шкафа ступенчатой защиты и автоматики управления обеспечит скорость работы защиты, повысит надежность РЗА и силового оборудования ОРУ 110 кВ.

Реконструкция также повысит информативность передаваемой в локальную сеть информации о состоянии и функционировании защит.

В целом можно сделать вывод, что спроектированное ОРУ110 кВ с заменой коммутационного оборудования будет находиться в работоспособном состоянии и отвечать условия безопасности, что позволит Благовещенской ТЭЦ полноценно выполнять регулирующие и общесистемные функции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Благовещенская ТЭЦ: [Электронный ресурс]. URL: http://museum.raoesv.ru/power_facilities/163/. (Дата обращения: 17.03.2021)
- 2 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2020. – 72 с.
- 3 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем: учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. университет, 2014. – 132 с.
- 4 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М.: Высш.шк., 2013. – 430 с.
- 5 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2021).
- 6 Вебсор.ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.05.2021).
- 7 Каталог трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <https://uralen.ru/catalog/trans/group-17/64.html> (дата обращения: 06.05.2021).
- 8 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.05.2021).
- 9 Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник / Э.А. Киреева, С.А. Цырук— М: Издательский центр «Академия», 2010 — 288с—ISBN 978-57695-5896-2 — Режим доступа: <https://www.elec.ru/viewer?url=files/2019/12/25/kireeva-ea-cyruk-sa-releynaya-zaschita-i-avtomatik.PDF> (дата обращения 17.05.2021).
- 10 Монаков В.К. Электробезопасность [Электронный ресурс]: теория и практика / В.К. Монаков, Д.Ю. Кудрявцев. — Электрон. текстовые данные. — М.: Инфра-Инженерия, 2017. — 184 с. — 978-5-9729-0188-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/69022.html> (дата обращения 17.05.2021).

11 Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч. 1: Построение основных функций цифровых релейных защит / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017.

12 Мясоедов Ю.В. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7091.pdf (дата обращения 17.05.2021).

13 Неклепаев Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. 2012. – 608 с.

14 Надеин В.Ф. Релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.Ф. Надеин, С.В.Петухов, В.В Радюшин. — Электрон. текстовые данные. — Архангельск: Научная книга, 2015. — 98 с. — УДК 621.316.925.1 — Режим доступа: <https://narfu.ru/university/library/books/2264.pdf> (дата обращения 17.05.2021).

15 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

16) ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары: ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

17 Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 21.12.2018) "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого

хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон".

18 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 г. № 328 «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

19 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Введ. – 01.06.2000 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 20010. – 128 с.

20 Правила устройства электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011.

21 Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2015.

22 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: учебно – методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М.: Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 20010. – 31с.

23 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

24 РЗА.ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.05.2021).

25 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2017.

26 Системы безопасности: [Электронный ресурс]. URL: <http://lib.secuteck.ru/articles2/firesec/analiz-avariynyh-situatsiy-na>. (Дата обращения: 17.03.2021)

27 СП 42.13330.2016. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Введ. – 2017-07-01.

28 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

29 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М.: Энергоатомиздат, 20012. – 368 с.

30 Щит пожарный ЩП-Е [Электронный ресурс]. URL: <http://www.pojbez.ru/catalog/9-shiti/shep-e.php> (дата обращения 06.05.2021).