

Студент Ерлинская Яна Александровна
(фамилия, имя, отчество)
Группа ХЭН-18-1 Направление (специальность) 13.03.02
номер код
«Электроэнергетика и электротехника»
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы РЗА в ОРУ 220 кВ ПС «Абаканская-500»

Утверждена приказом по университету № 211 от 15.04.2022.

Руководитель ВКР Платонова Е.В., к.э.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: схемы подстанций, нормативные приказы и документы, документация по шкафам релейной защиты.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Характеристика объекта проектирования

2 Выбор видов и типа исполнения терминалов релейной защиты и автоматики для реконструируемых присоединений

3 Расчет токов короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики

4 Расчет уставок устройства релейной защиты и автоматики

5 Выбор устройств автоматики и телемеханики

6 Выбор трансформаторов тока

7 Экономический раздел – расчет локальной сметы стоимости реализации реконструкции объекта

8 Система оперативного тока и система собственных нужд

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

Однолинейная схема подстанции, схема распределения по ТТ и ТН устройств ПС 500Кв Абаканская, расчёт токов короткого замыкания.

Руководитель ВКР

/Е.В. Платонова

подпись

инициалы,

фамилия

Задание принял к исполнению

/Я.А. Ерлинская

подпись

инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме Анализ Реконструкция системы РЗА в ОРУ 220 кВ ПС «Абаканская-500» содержит 80 страниц текстового документа, 30 использованных источников, 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ТЕРМИНАЛ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МИКРОЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.

Объект исследования – ПС «500 кВ Абаканская».

Предмет исследования – методы и методики выбора электрооборудования, расчета токов КЗ и электрических нагрузок.

Целью ВКР является реконструкция схемы ОРУ-220 кВ ПС «500 кВ Аба- канская»

Задачи ВКР, которые необходимы для достижения цели:

– дать общую характеристику предприятия и подстанции «500 кВ Абаканская», описать схему электрических соединений ОРУ-220 кВ и существующего оборудования;

– обосновать реконструкцию схемы электрических соединений и замену оборудования на ОРУ-220 кВ;

– произвести обзор конструкций релейной защиты, трансформаторов тока и дать их сравнительную характеристику;

– рассчитать токи короткого замыкания и выбрать оборудование ОРУ- 220 кВ на подстанции;

– составить локальную смету на реконструкцию ОРУ-220 кВ.

Методы исследования. Используется комплекс общих методов системного анализа и обобщения нормативных, научных и практических материалов, формально-логический, структурно-функциональный и расчетный методы исследования.

Практическая значимость работы обусловлена необходимостью замены физически и морально устаревшего оборудования ОРУ-220 кВ ПС «500 кВ Абаканская», что обеспечит более надёжную защиту линий.

Область применения – результаты работы могут быть внедрены на подстанциях и ОРУ аналогичного типа в рамках реконструкции данных объектов.

THE ABSTRACT

Final qualifying work on the topic Analysis Reconstruction of the relay protection and automation system in the outdoor switchgear 220 kV Substation "Abakanskaya-500" contains 80 pages of a text document, 30 sources used, 3 sheets of graphic material.

RECONSTRUCTION, SUBSTATION, TERMINAL, RELAY PROTECTION, MICROELECTRONIC DEVICES, CURRENT TRANSFORMER, SHORT CIRCUIT CURRENT, CHOICE OF EQUIPMENT.

The object of the study is the substation "500 kV Abakanskaya".

The subject of research is the methods and techniques for choosing electrical equipment, calculating short-circuit currents and electrical loads.

The purpose of the WRC is to reconstruct the scheme of the outdoor switchgear-220 kV of the substation "500 kV Abakanskaya"

The tasks of the WRC, which are necessary to achieve the goal:

- give a general description of the enterprise and substation "500 kV Abakanskaya", describe the electrical connection diagram of the outdoor switchgear-220 kV and existing equipment;
- substantiate the reconstruction of the electrical connection scheme and the replacement of equipment with outdoor switchgear-220 kV;
- review the designs of relay protection, current transformers and give their comparative characteristics;
- calculate the short circuit currents and select the equipment of the 220 kV outdoor switchgear at the substation;
- draw up a local estimate for the reconstruction of outdoor switchgear-220 kV.

Research methods. A set of general methods of system analysis and generalization of normative, scientific and practical materials, formal-logical, structural-functional and computational research methods are used.

The practical significance of the work is due to the need to replace the physically and morally obsolete equipment of the outdoor switchgear-220 kV of the 500 kV Abakanskaya substation, which will provide more reliable protection of the lines.

Scope - the results of the work can be implemented at substations and outdoor switchgear of a similar type as part of the reconstruction of these facilities.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Характеристика объекта проектирования	10
1.1 Общая характеристика подстанции «ПС 500 кВ Абаканская».....	10
1.2 Характеристика ОРУ 220 кВ.....	13
1.3 Характеристика основного оборудования подстанции 500 кВ Абаканская.....	14
1.4 Техническое обоснование реконструкции	15
2 Выбор видов и типа исполнения терминалов релейной защиты и автоматики для реконструируемых присоединений	17
2.1 Требования к современным устройствам релейной защиты и автоматики	17
2.2 Сравнительный анализ терминалов НПП «Бреслер» и НПП «Экра»	21
3 Расчет токов короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.....	30
4 Расчет уставок устройства релейной защиты и автоматики	46
4.1 Расчет уставок воздушных линий 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь/220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь	48
4.1.1 Дистанционная защита.....	48
4.1.2 Токовая защита нулевой последовательности.....	52
4.1.3 Междупазная токовая отсечка	54
4.2 Расчет уставок воздушной линии 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь.....	55
4.2.1 Дистанционная защита.....	55
4.2.2 Токовая защита нулевой последовательности.....	57
4.2.3 Междупазная токовая отсечка	59
5 Выбор устройств автоматики и телемеханики.....	61
6 Выбор трансформаторов тока.....	67
7 Экономический раздел – расчет локальной сметы стоимости реализации реконструкции объекта.....	72
8 Система оперативного тока и система собственных нужд.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	86

ВВЕДЕНИЕ

Согласно правилам устройства электроустановки (ПУЭ) электроэнергетическая система – это электрическая часть энергетической системы в целом и питающиеся от нее приемники электрической энергии, которые объединяются общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии [1].

В настоящее время в электроэнергетической системе (ЭЭС) Российской Федерации насчитываются тысячи электрических станций и подстанций различного класса напряжения. Помимо основного электрооборудования (высоковольтного и низковольтного) на станциях и подстанциях устанавливают комплекс устройств, которые предназначены для автоматической ликвидации повреждений при авариях и ненормальных режимах [2]. Этими важными комплексами являются устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающую надежную и устойчивую работу ЭЭС.

В современной ЭЭС Российской Федерации в текущей эксплуатации находятся более полутора миллионов устройств РЗА, однако до сих пор большая часть этих устройств – электромеханические, которые уже устарели и требуют замены.

Если рассмотреть разборы аварий, произошедших на объектах электроэнергетики, то можно заметить, что многие устройства РЗА неправильно работают по причине их старения. Опытным путем было выявлено, что фактический средний срок службы электромеханических устройств РЗА составляет 25 лет. Это срок обуславливается анализом корректной работы этих устройств в течение длительного времени.

На срок службы влияют несколько условий:

- 1) срок службы устройств определяется заводом-изготовителем, который учитывает ресурс всех комплектующих, входящих в состав устройства;

2) вовремя проведенное техническое обслуживание позволяет увеличить срок службы путем регулировки, ремонта или замены отдельных элементов, предотвращая их возможные отказы.

Реконструкция станций и подстанций на всех их уровнях является основным направлением Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [5]. Согласно сценарию, правительство видит одним из направлений развития экономики страны в её цифровизации.

Основной частью продвижения этой стратегии является замена электромеханических устройств РЗА на более современные микропроцессорные, которые позволяют повысить как качество доставляемой потребителю электроэнергии, так и надёжность ее передачи.

В современном мире в проектировании станций, подстанций, распределительных щитов и др., необходимо учитывать современные разработки в рассматриваемой отрасли, которые прошли полигонные испытания и опытную эксплуатацию. Так как в противном случае из-за применения непроверенного в работе электрооборудования, а также некорректной конфигурации схемы подстанции, может быть потеряна устойчивость ЭЭС к различным воздействиям, которые могут спровоцировать аварийный или ненормальный режим. При этом, разумеется, не будет обеспечено требуемое качество электрической энергии.

В данной ВКР предполагается исследовать схему электрической сети подстанции «ПС 500 кВ Абаканская» и проработать основные вопросы реконструкции релейной защиты этой подстанции и рассмотреть возможность замены устаревшего оборудования на современное.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реконструкция релейной защиты отходящих линий напряжением 220 кВ.

В первой главе ВКР необходимо привести характеристику объекта проектирования, перечислить основное оборудование, а также привести обоснование необходимости реконструкции РЗА и отходящих линий.

Во второй главе необходимо рассмотреть терминалы релейной защиты и автоматики, установленные на подстанции, а также провести сравнительный анализ устройств, на которые можно заменить устаревшее оборудование.

В третьей и четвертой главах требуется произвести расчет токов короткого замыкания и на основе полученных результатов произвести выбор уставок устройств РЗА.

В следующих главах будет произведен выбор устройств автоматики и телемеханики, трансформаторов тока, рассмотрена система оперативного тока и система собственных нужд.

В экономическом разделе данной ВКР следует произвести расчет локальной сметы стоимости реализации реконструкции объекта.

Практическая значимость данной работы заключается в том, что предложенный вариант замены устаревшего как физически, так и морально оборудования на «ПС 500 кВ Абаканская» обеспечит более надежное электроснабжение питающихся от данной подстанции потребителей.

Все результаты, полученные в ходе выполнения данной работы, могут быть применены при реконструкциях других объектов электроэнергетической системы Российской Федерации.

1 Характеристика объекта проектирования

1.1 Общая характеристика подстанции «ПС 500 кВ Абаканская»

Подстанция «ПС 500 кВ Абаканская» номинальным напряжением 500 кВ входит в состав Хакасского предприятия магистральных электрических сетей (ПМЭС), которое в свою очередь является филиалом Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»).

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хакасское ПМЭС был создан в 1998 году, после выделения данного предприятия из состава электрических сетей ПАО «Хакасэнерго» двух подстанций напряжением 500 кВ:

1. подстанция «Абаканская» (г. Абакан);
2. подстанция «Означенное» (г. Саяногорск),

а также шести воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ:

1. ВЛ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая (I, II цепь);
2. ВЛ Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное (I, II цепь);
3. ВЛ Означенное – Абаканская;
4. ВЛ Абаканская – Итатская.

Объекты эксплуатации Хакасского ПМЭС находятся в трех регионах Российской Федерации: Республике Хакасия, Республике Тыва и Красноярском крае и включают в себя более 3995 км линий электропередачи различного класса напряжения (110 - 500 кВ), 16 подстанций напряжением 220 и 550 кВ, трансформаторная мощность которых составляет почти 5320 МВА.

Основной задачей предприятия является осуществление бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей рассматриваемых регионов.

Помимо электроснабжения Хакасское ПМЭС также осуществляет технический надзор за состоянием сетевых объектов и электрооборудования, ремонтные работы при необходимости, а также инвестирование развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

ПС 500 кВ Абаканская, построенная в 1978 году, расположена рядом с ж/д станцией «Красное озеро» Усть-Абаканского района Республики Хакасия.

На рисунке 1.1 представлена карта района расположения рассматриваемой подстанции.

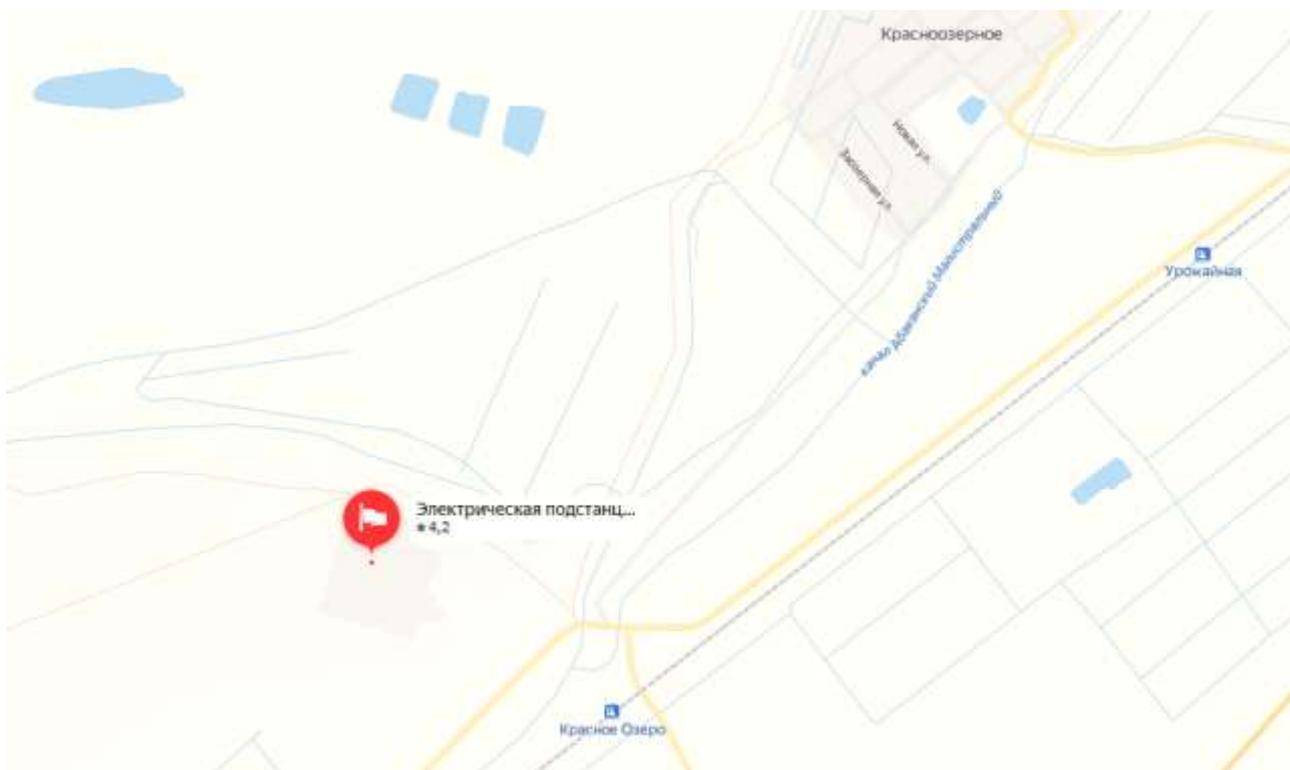


Рисунок 1.1 – Карта расположения ПС 500 кВ Абаканская

На подстанции «500 кВ Абаканская» находятся электрическое оборудование, линии электропередачи, вспомогательное оборудование, в которое также входят все сооружения и помещения.

Основная задача – преобразование, распределение и отпуск электрической энергии потребителям республики Хакасии и юга

Красноярского края. Самые крупные потребители – это ОАО «Российские железные дороги» (РЖД) и ПАО «Абаканвагонмаш».

ПС «500 кВ Абаканская» является узловой транзитной.

Установленная мощность составляет 1605 МВА.

Рабочее напряжение – 500/220/110/10 кВ.

ПС «500 кВ Абаканская» соединена с единой энергосистемой четырьмя ВЛ напряжением 500 кВ и шестью ВЛ напряжением 220 кВ:

- ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская №1;
- ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская №2;
- ВЛ 500 кВ Итатская – Абаканская №1;
- ВЛ 500 кВ Итатская – Абаканская №2.
- ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь (Д-67);
- ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь (Д-68);
- ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь (Д-69);
- ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта (Д-51);
- ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная I цепь (Д-23);
- ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная II цепь (Д-24).

От подстанции отходит одна воздушная линия напряжением 110 кВ – ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайкой на ПС Абаканская.

На рисунке 1.2 представлена нормальная схема электрических соединений ОРУ 220 кВ ПС «500 кВ Абаканская».

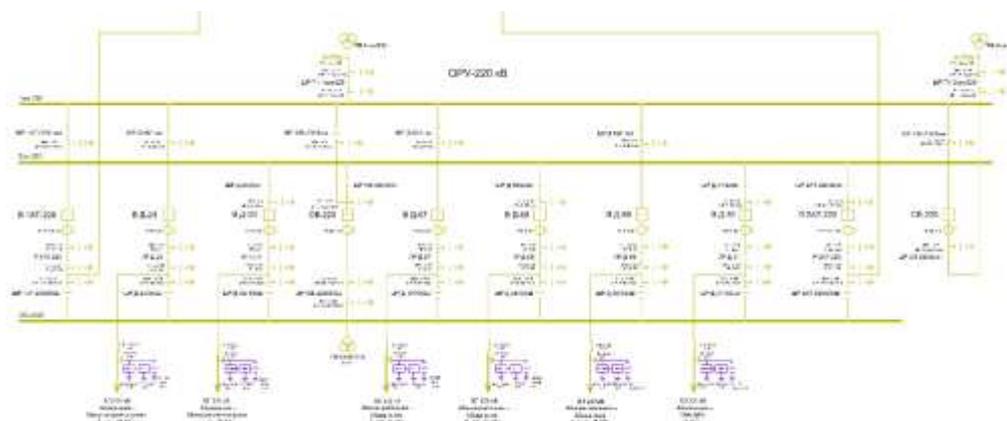


Рисунок 1.2 – однолинейная схема ОРУ 220кВ

Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ (ОРУ 500 кВ) выполнено по нетиповой схеме «Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя».

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ (ОРУ 220 кВ) выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин».

Закрытое распределительное устройство напряжением 10 кВ (ЗРУ 10 кВ) выполнено из двух секций: первая секция питается от автотрансформатора 1АТ через распределительное устройство 15,54 кВ и 5Т; вторая секция питается от автотрансформатора 2АТ соответственно. Также возможно питание от трансформатора 1Т, подключенного к секционной перемычке и питающегося от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайкой на ПС Абаканская.

Закрытое распределительное устройство напряжением 15 кВ (ЗРУ 15 кВ) выполнено в виде одиночной секции.

Резервное питание собственных нужд ПС «500 кВ Абаканская» от внешней подстанции осуществляется через 1Т и ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайкой на ПС Абаканская.

1.2 Характеристика ОРУ 220 кВ

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ, как было сказано ранее, выполнено по проекту 220-12 «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин».

К ОРУ подключено 6 отходящих линий:

- 1) ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная (I, II цепи);
- 2) ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская (I, II, III цепи);
- 3) ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта.

Последняя реконструкция ОРУ 220 кВ производилась более 15 лет назад. В результате реконструкции были заменены выключатели,

разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения.

ОРУ 220 кВ выполнена блочным способом. Блочная компоновка ОРУ 220 кВ позволяет производить ремонт и техническое обслуживание оборудования при помощи автокранов и гидроподъемников, без снятия напряжения с соседних присоединений. Также облегчается проезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ [10].

Тип блоков ОРУ 220 кВ выбирается на основе главной схемы электрических соединений.

Ошиновка ОРУ 220 кВ выполнена гибкими сталеалюминевыми проводами 2хАС 600/72.

Отходящие линии выполняются проводами марками АС-400/51 и АСО-400.

Присоединение проводов к аппаратам осуществляется при помощи прессуемых аппаратных зажимов.

Все аппараты выбраны в соответствии с методиками их выбора и установлены в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей.

Все работы производятся в соответствии с СТО 34.01–4.1–005–2017 [16] и СТО 34.01–30.1–001–2016 [17].

1.3 Характеристика основного оборудования подстанции 500 кВ Абаканская

В настоящее время на ПС «ПС 500 кВ Абаканская» установлено:

- 3 однофазных автотрансформатора 1АТ типа АОДЦТН-267000/500 мощностью 267 МВА, напряжением 500/220/15,54 кВ;
- 3 однофазных автотрансформатора 2АТ типа АОДЦТН-267000/500 мощностью 267 МВА, напряжением 500/220/10 кВ;
- 1 трехфазный трансформатор 1Т типа ТМН-2500/110, мощностью 2,5 МВА, напряжением 110/10 кВ;

– 1 трехфазный трансформатор 5Т типа ТМ-2500/15,54, мощностью 2,5 МВА, напряжением 15,54/10 кВ.

Далее рассмотрим оборудование, устанавливаемое на ОРУ 220 кВ.

На ОРУ 220 кВ установлены следующее коммутационное оборудование:

- 10 воздушных выключателей ВВД-220Б/2000 У1;
- 8 разъединителей РНДЗ-16-220/1000 У1;
- 4 разъединителя РНДЗ-16-220/2000 У1;
- 8 разъединителей РНДЗ-26-220/1000 У1;
- 4 разъединителя РНДЗ-26-220/2000 У1.

Также установлено 120 трансформаторов тока следующих видов:

- ТФНД-220-IV-2000-1А 0,5/Р/Р/Р;
- ТФНД-220-IV-1000-1А 0,5/Р/Р/Р;
- ТФЗМ-220-IV-1000-1А 0,5/Р/Р/Р;
- ТГФМ-220-II-1000-1А 0,2S/0,5/10Р/10Р/10Р.

На ОРУ 220 кВ установлены 2 ограничителя перенапряжения ОПН-220/154/10/800 II* УХЛ1, которые применяются для защиты двух трансформаторов напряжения НАМИ-220 У1.

1.4 Техническое обоснование реконструкции

В соответствии с целевой инвестиционной программой по реконструкции устройств и комплексов РЗА должна быть произведена замена микроэлектронных устройств релейной защиты и автоматики ПС «500 кВ Абаканская» ПАО «ФСК ЕЭС» [3].

Ранее на подстанции для защиты линий 220 кВ были установлены шкафы ШДЭ-2801. Нормативный срок данных шкафов согласно документации завода-изготовителя составляет 12 лет. На данный момент оборудование находится в эксплуатации в течение 24 лет, что превышает нормативный срок в 2 раза. Поэтому необходимо было осуществить замену данных устройств.

В ходе реконструкции необходимо произвести замену малонадежных микроэлектронных защит ШДЭ-2801 ВЛ 220 кВ Абакан-районная –

Абаканская I цепь (Д-67), ВЛ 220 кВ Абакан-районная –Абаканская II цепь (Д-68), ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь (Д-69) на современные шкафы с микропроцессорными терминалами РЗА. Благодаря этому увеличится надежность электроснабжения отходящих линий.

2 Выбор видов и типа исполнения терминалов релейной защиты и автоматики для реконструируемых присоединений

2.1 Требования к современным устройствам релейной защиты и автоматики

Релейная защита и автоматика – это такая система, применяемая в электроэнергетических системах для селективного отключения элементов электрической сети в случаях возникновения на них аварийных ситуаций (короткие замыкания (междуфазные и однофазные), перегрузки оборудования, потеря питания и т.д.) [14].

Реконструкция системы РЗА воздушной линии 220 кВ выполняется в связи с выполнением комплексной программы по замене устройств РЗА, выработавших свой ресурс, на новые микропроцессорные устройства.

В микропроцессорных терминалах реализованы функции релейной защиты и автоматики, применяемые для защиты оборудования.

Микропроцессорные (МП) устройства имеют некоторые достоинства по сравнению с электромеханическими устройствами [11]. Например:

- позволяют осуществлять самодиагностику устройства, а также контроль основных параметров присоединения;
- имеют лучшие технические характеристики, так как применение микроэлементной базы позволяет получать более точные значения измерений и других данных;
- потребляют меньше мощности по сравнению с электромеханическими устройствами;
- позволяют реализовать в рамках одного устройства РЗА несколько разных защит, автоматики, регистрации аварийных событий (например, терминал основных защит или терминал комплекта ступенчатых защит);
- позволяют реализовать интеграцию в АСУ ТП.

Также стоит отметить, что МП терминалы значительно удобнее в плане эксплуатации.

Все микропроцессорные терминалы, устанавливаемые на объектах электроэнергетики в Российской Федерации должны выполнять требования, предъявляемые к устройствам РЗА и соответствовать нормативным документам [19]. К МП устройствам, как и к электромеханическим, предъявляются следующие требования – устройства должны быть надежными, соответствовать требованиям по быстродействию, чувствительности и селективности.

В целях повышения надежности РЗА в рамках рассматриваемого проекта применяются следующие действия. Во-первых, на подстанции «500 кВ Абаканская» применяют устройства резервирования отказа выключателей. Во-вторых, на защищаемых элементах устанавливаются два комплекта защит в разных шкафах для осуществления резервирования, а также применяется дублирование основных защит в рамках ближнего и дальнего резервирования. Также для уменьшения вероятности выхода из строя всех устройств РЗА комплекты защит необходимо разделить по цепям переменного напряжения и оперативного постоянного тока.

В соответствии с ПУЭ [1] под разделением цепей следует понимать осуществление питания комплектов РЗА от разных кернов ТТ. Современный шкаф РЗА имеет возможность интеграции в систему АСУ ТП и имеет стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-10x и МЭК 61850). Взаимодействие между устройствами РЗА должно выполняться с использованием экранированных контрольных кабелей [12]. Микропроцессорные терминалы могут поддерживать функцию определения места повреждения (ОМП). Функции ОМП и РАС в составе терминала основной защиты рекомендуется использовать в качестве дополнительных (резервных).

В микропроцессорных устройствах предусмотрена светодиодная сигнализация (с запоминанием или без него). Кроме того, в шкафу РЗА

может быть выполнена местная светодиодная сигнализация и предусмотрена внешняя сигнализация.

Микропроцессорные терминалы осуществляют определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию о состоянии и функционировании с ручным съемом сигнализации о неисправности терминалов [22].

При постановке микропроцессорные устройства на проектируемый объект должны быть выполнены все регламентированные требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности.

Подключение вновь устанавливаемого МП устройства должно выполняться экранированными контрольными кабелями с изоляцией, не поддерживающей горение (с индексом нг-LS) [18]. При подключении МП устройства исключить применение жил одного контрольного кабеля для цепей разного назначения – цепи переменного напряжения от ТН, токовые цепи от ТТ, цепи оперативного постоянного тока, цепи оперативного переменного тока, цепи питания собственных нужд, цепи связи (диспетчерской, технологической) должны быть выполнены отдельными кабелями с выполнением всех требований ПУЭ.

Для выполнения защиты от статического электричества устройств микропроцессорные РЗиА, в месте установки должны применяться напольные антистатические покрытия.

Система РЗиА должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 20 лет. При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-86) [21].

В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала по функции РЗА
- не менее 125000 часов;
- среднее время восстановления работоспособного состояния шкафа при наличии полного комплекта запасных блоков терминала не более 2 ч с учётом времени нахождения неисправности;
- периодичность остановов комплектов оборудования РЗА для проведения профилактического регламентного обслуживания – не чаще 1 раз в 4 года с продолжительностью не более 8 часов.

Система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения в пределах +10% и – 20% от номинального.

Неисправность любого устройства РЗА не должна приводить к отказу и ложным излишним действиям других исправных устройств.

При заказе оборудования с фирмой-изготовителем должен быть согласован необходимый объем запасных частей (ЗИП) и/или резервных терминалов, расходных материалов и принадлежностей, необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания, ремонта устройств РЗА и вторичных цепей. Объем запасных частей должен гарантировать выполнение требований по готовности устройств РЗА в течение срока эксплуатации и должен быть достаточным для устранения неисправности в течении 72 часов.

Однако для работы с микропроцессорными устройствами РЗА на подстанции должно поставляться еще и программное обеспечение

Для обслуживания микропроцессорных устройств рекомендуется провести обучение персонала заказчика.

Для проведения испытаний и эксплуатационных проверок микропроцессорных устройств РЗиА на подстанции необходимо иметь испытательное оборудование и средства измерения, прошедшие поверку в состав которых должны входить специализированные проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта РЗиА.

2.2 Сравнительный анализ терминалов НПП «Бреслер» и НПП «Экра»

В настоящее время ко всем терминалам РзиА предъявляются требования по основным техническим характеристикам устройства, параметрам питания, метрологическим характеристикам в соответствии с ГОСТ Р 57114-2016 [6] и ГОСТ 32144-2013 [9], параметрам электромагнитной совместимости в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5 [11], ГОСТ 32137 [12], СТО 56947007-29.240.044 [4], параметрам надежности по ГОСТ 27.003-2016 [29].

Продукция, выпускаемая этим производителем удовлетворяет изложенным выше требованиям. Все характеристики приведены в руководствах по эксплуатации НПП «Бреслер» и НПП «Экра».

Ранее на подстанции «500 кВ Абаканская» была установлена панель защит типа ШДЭ-2801 производства НПП «ЭКРА» в качестве резервных защит.

Панель ШДЭ-2801 включает в себя один комплект защит, в состав которого входят [28]:

- 1) дистанционная защита (ДЗ);
- 2) токовая направленная защита нулевой последовательности (ЗЗ);
- 3) токовая отсечка (ТО);
- 4) устройство блокировки при качаниях;

- 5) устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения;
- 6) устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- 7) устройство функционального контроля.

Рассмотрим, как реализуются эти защиты в устройствах НПП «Экра».

Дистанционная защита (ДЗ) предназначена для действия при всех видах многофазных КЗ, а также работает при однофазных КЗ на землю, но с укороченной зоной действия.

Измерительным органом ДЗ является дистанционное реле сопротивления, к которому подводятся ток и напряжение от измерительных трансформаторов тока защищаемой ВЛ и трансформатора напряжения соответствующей секции шин.

Реле срабатывает при снижении величины сопротивления на его зажимах, определяемое отношением напряжения и тока, подаваемых в реле, до заданного значения.

В нагрузочном режиме это сопротивление, численно равное отношению рабочего напряжения к рабочему току нагрузки, имеет величину значительно большую, чем при коротком замыкании. В момент короткого замыкания напряжение на зажимах реле уменьшается, а ток возрастает, что ведет к уменьшению отношения

$$\frac{U_p}{I_p} = Z_p.$$

Численно это сопротивление пропорционально величине полного сопротивления электрической сети от места установки защиты до места короткого замыкания.

Защита выполнена в трехступенчатом исполнении с независимыми измерительными органами в каждой ступени. Каждая ступень содержит по 3 реле сопротивления (дистанционные органы), включенные на междуфазные напряжения и разность фазных токов.

Первая ступень выполнена без выдержки времени и охватывает до 85% защищаемой воздушной линии.

Вторая ступень охватывает всю защищаемую линию и часть линий, отходящих от шин противоположной подстанции. Для отстройки от быстродействующих защит линий и трансформаторов противоположной подстанции вторая ступень имеет выдержку времени. В данном случае вторая ступень защиты выполнена с двумя выдержками времени:

Вторая ступень с быстрым действием (блокируется устройством блокировки при качаниях) и вторая ступень с медленным действием (не блокируется устройством блокировки при качаниях).

Кроме того, предусмотрено оперативное и автоматическое ускорение второй ступени.

Третья ступень защиты отстраивается по сопротивлению от нагрузочного режима и может охватывать несколько последовательно включенных участков воздушной линии. Выдержка времени выбирается больше выдержки времени вторых ступеней охватываемых ВЛ.

Токовая направленная защита нулевой последовательности выполнена четырехступенчатой и состоит из мгновенной ступени и трех ступеней разной чувствительности и выдержками времени.

Каждая ступень защиты состоит из токового реле, включенного на фильтр тока нулевой последовательности, то есть в нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. В связи с этим, защита от замыканий на землю может работать при однофазных и двухфазных замыканиях на землю, и других несимметричных режимах, так как только в этом случае в нулевом проводе трансформаторов тока будет протекать ток.

Токовый орган защиты от замыканий на землю имеет высокую чувствительность, поскольку его не нужно отстраивать от токов нагрузки.

Направленность защиты обеспечивается с помощью органа направления мощности. Направленные защиты от замыкания на землю действуют при направлении тока короткого замыкания в сторону

защищаемой линии и не работают при направлении тока КЗ из линии к шинам.

Токовая отсечка защищает от междуфазных коротких замыканий, также работает и при близких однофазных коротких замыканий. Представляет собой устройство контроля максимальных токов в фазах «А» и «С».

Устройство блокировки при качаниях предназначена для исключения излишнего срабатывания быстродействующих ступеней (первой ступени и второй ступени с быстрым действием) дистанционной защиты при возникновении электрических качаний в системе.

Устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения предотвращает ложные действия дистанционной защиты в указанных случаях.

Устройство резервирования при отказах выключателей предназначено:

- для повторного действия на выключатель защищаемого объекта;
- для резервного отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя защищаемого объекта.

Критерием УРОВ может быть:

- контроль тока;
- положение блок-контактов выключателя;
- положение контактов реле положения «включено» (РПВ) выключателя;
- сочетание контроля тока и положения блок-контактов или РПВ выключателя.

Дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности снабжены устройством (каждая своим) функционального контроля, которое на основании анализа входных сигналов измерительных органов, органов выдержек времени и логических элементов позволяет обнаруживать дефекты, приводящие к ложным срабатываниям всех измерительных органов и ступеней защиты. Срабатывание функционального контроля ДЗ исключает

действие ДЗ на отключение и вызывает свечение светодиода VD20 – «неиспр. Д». Срабатывание функционального контроля ТЗНП вызывает свечение светодиода «Неиспр. Т» но на вывод защиты из работы не действует.

В проекте реконструкции вместо устройств производителя НПП «Экра» выполнена установка устройств НПП «Бреслер».

Устройство «Бреслер-0107.511» предназначено для реализации комплекта ступенчатых защит присоединения и выполнения функции автоматики управления выключателем с трехфазным и пофазным управлением в сетях 110 – 220 кВ с трехфазным автоматическим повторным включением [20].

Устройство является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики разработаны согласно требованиям к существующим системам РЗА.

В устройстве реализованы следующие функции:

- шесть ступеней дистанционной защиты с логикой высокочастотного телеотключения;
- шесть ступеней токовой защиты нулевой последовательности с логикой высокочастотного телеотключения;
- междуфазная токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- функция резервирования отказа выключателя;
- автоматика разгрузки при перегрузке по току;
- двухкратное трехфазное автоматическое повторное включение с контролем наличия (отсутствия) напряжения на присоединении (шинах), с контролем синхронизма, с улавливанием синхронизма;
- резервирование отказа выключателя;
- автоматика управления выключателем;
- блокировка от многократных включений выключателя;

- контроль готовности привода;
- блокировка включения/отключения выключателя;
- контроль исправности цепей включения и отключения выключателя;
- защита электромагнитов включения/отключения от длительного протекания тока;
- контроль времени отключения/включения выключателя;
- защита от непереключения фаз и неполнофазного режима;
- контроль уровня напряжения оперативного постоянного тока ЭМУ;
- контроль давления в трансформаторе тока;
- контроль давления в баке выключателя.

Рассмотрим необходимые защиты.

В дистанционной защите комплект содержит 6 ступеней от всех видов коротких замыканий. Однако в данном проекте будет применено только 3 ступени.

Каждая ступень включает в себя 3 органа сопротивления для выявления междуфазных замыканий (контуры «фаза-фаза») и 3 органа сопротивления для выявления земляных замыканий (контуры «фаза-земля»).

Каждая ступень имеет независимые друг от друга характеристики срабатывания с возможностью выбора направленности и вырезом «сектора нагрузки».

Измерительные органы сопротивления обеспечивают правильную работу ДЗ при близких замыканиях. Работа ДЗ блокируется при замыканиях «за спиной», при качаниях и асинхронном ходе, при неисправностях в цепях напряжения.

Дополнительно в рамках алгоритма реализована логика:

- автоматического ускорения действия ДЗ при включении выключателя;
- оперативного ускорения ДЗ;

- ВЧ-ускорения ДЗ с использованием разрешающих и блокирующих ВЧ-сигналов с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности;

- общего критерия повреждения по замеру тока.

Устройство токовой защиты нулевой последовательности содержит 8 ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП). Направленность, параметры срабатывания и выдержка времени задаются индивидуально для каждой ступени.

В данном проекте будет использоваться 4 ступени ТНЗНП.

Ступень ТНЗНП выводится дискретным сигналом «Вывод ТЗНП», логическим сигналом «Вывод терминала» и программной накладкой.

Ненаправленный пуск ступени ТНЗНП формируется при срабатывании измерительного органа. Направленный пуск ступени ТЗНП формируется при наличии ненаправленного пуска и разрешения от органов направленности. Программный переключатель задает направленность первой ступени ТЗНП.

Логический сигнал срабатывания ступени ТЗНП формируется через выдержку времени после направленного пуска ТЗНП и при отсутствии блокировки при выявлении броска тока намагничивания. Таймер задает выдержку времени на срабатывание ступени ТЗНП.

Программная накладка «Контр. БТН ТЗНП» вводит логику блокировки срабатывания ступени ТЗНП при выявлении броска намагничивающего тока

Токовая отсечка может быть в нескольких режимах:

- постоянное действие при включении выключателя;

- постоянное действие отсечки с ускорением при включении выключателя.

При срабатывании логического сигнала «Вывод терминала» и по факту появления дискретного «Вывод ТО» отсечка выводится из работы.

При срабатывании исполнительного органа максимального фазного тока через выдержку времени формируется сигнал на срабатывание.

Пуск автоматического ускорения ТО осуществляется по факту пропадания сигнала дискретного входа «РПО» (включение выключателя). Время, в течение которого разрешается действие автоматического ускорения при включении выключателя, определяется своей выдержкой времени.

Измерительный орган максимального фазного тока задает ток срабатывания токовой отсечки при включении выключателя. Таймер «Тср АУ ТО» определяет время срабатывания ТО при включении выключателя. Программная накладка «Подхват АУ ТО» вводит функцию подхвата сигнала срабатывания защиты после истечения времени «Тввод АУ ТО» после пропадания сигнала «РПО».

При наличии сигнала о срабатывании токовой отсечки, при включенном положении накладки «ЗапрАПВ ТО» формируется логический сигнал о запрете АПВ при срабатывании токовой отсечки.

В терминале реализовано три ступени максимальной токовой защиты (МТЗ). Однако для защиты отходящей от ПС «500 кВ Абаканская» воздушной линии максимальная токовая защита не применяется.

В устройстве реализована одна ступень автоматической разгрузки при перегрузке по току (АРПТ), действующая на сигнализацию (АРПТ сигн.), и две ступени (первая ступень АРПТ и вторая ступень АРПТ) – на отключение потребителей III категории и II категории соответственно для уменьшения нагрузочного тока, протекающего в защищаемой линии. Однако для отходящей от ПС «500 кВ Абаканская» воздушной автоматическая разгрузка по току не применяется.

В устройстве реализована защита от обрыва фаз и несимметрии (ЗОФ), которая также не используется.

В устройстве реализована логика УРОВ, позволяющая работать как в схеме централизованного УРОВ, так и в схеме индивидуального УРОВ.

Схема централизованного УРОВ подразумевает реализацию функции УРОВ всей подстанции в одном устройстве. При данном подходе устройство

является источником логического сигнала «Пуск УРОВ» для централизованного УРОВ.

Дополнительно реализовано действие УРОВ на «свой» выключатель. УРОВ «на себя» выполняет функцию резервирования при обрыве кабеля действия на отключение выключателя от защит. При обрыве не произойдет отключения выключателя, а также не сформируется разрешение УРОВ (наличие сигнала на дискретном входе «РПВ»). Действие УРОВ «на себя» предотвращает ложное отключение от УРОВ смежных элементов сети. УРОВ «на себя» реализован с контролем с контролем тока в каждой фазе.

В терминале реализована функция трехфазного АПВ линии однократного и двухкратного действия и трехфазного АПВ шин. Независимый оперативный ввод/вывод функций АПВ линии и АПВ шин осуществляется дискретными входными сигналами. Пуск АПВ линии происходит от «цепей несоответствия» при аварийном отключении выключателя. Реализована возможность пуска АПВ линии от внешнего сигнала при срабатывании дискретного входа «Пуск АПВ», при этом происходит подхват внешнего пуска от «цепи несоответствия».

Защита от непереключения фаз выключателя (ЗНФ) применяется для выключателей с пофазным приводом. Защита от непереключения фаз обнаруживает расхождение полюсов выключателя, возникающее при включении или отключении выключателя.

Защита от неполнофазного режима (ЗНФР) применяется для выключателей с пофазным приводом. Защита от неполнофазного режима предназначена для контроля отключения всех фаз выключателя.

Таким образом, можно сделать вывод, что оба устройства (и НПП «Экра», и НПП «Бреслер») соответствуют предъявляемым требованиям нормативной документации и заказчикам, имеют обширный современный функционал. Поэтому можно предположить, что основной причиной выбора производителя является стоимость продукции. Согласно каталожным данным терминалы НПП «Экра» имеет большую стоимость по сравнению с устройствами НПП «Бреслер».

3 Расчет токов короткого замыкания для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики

Для выбора параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, а также для выбора первичных электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, заземлителей, изоляторов и так далее) необходимо определить токи короткого замыкания (ТКЗ) [21].

Для расчетов ТКЗ следует рассмотреть несколько режимов: нормальный и утяжеленный (временно допустимые, аварийные, послеаварийные).

Под нормальным режимом работы электрической сети понимают такой режим, при котором нормируемые параметры сети (такие как напряжение и частота) не превышают длительно допустимых значений при их отклонений от номинальных.

Утяжеленный режим – это режим работы сети, при котором происходят отклонения нормируемых параметров от номинальных значений. Как было сказано ранее, утяжеленный режим подразделяется на 3 вида:

1) временно допустимый – это режим работы, при котором отклонения нормируемых параметров допустимы на определенное время без серьезного ущерба для потребителей и самой сети. Примером такого режима может быть перегрузка трансформатора;

2) аварийный режим – это такой режим работы, который характеризуется наличием опасных для электрической сети и ее элементов явлений – например, короткие замыкания, обрывы линий электропередачи;

3) послеаварийный режим – это режим работы, который возникает после какой-либо аварии, характеризующимися новыми условиями работы сети. Например, часто после аварийных ситуаций возникают ограничения по мощности [26].

Рассмотреть разные режимы работы и виды КЗ при расчете ТКЗ очень важно, так как от этого зависит результативность работы устройств релейной защиты и, как следствие, надежность системы в целом.

Для дальнейших расчетов определим наибольший рабочий ток нормального режима отходящей линии 220 кВ и наибольший рабочий ток утяжеленного режима – при отключении одного из присоединений.

Номинальный ток линии определяется по формуле

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном СН}} * n}, \quad (3.1)$$

где $S_{\text{СН}}$ – мощность нагрузки на стороне среднего напряжения (СН) – 220 кВ;

$U_{\text{ном СН}}$ – номинальное напряжение на стороне СН;

n – количество отходящих присоединений.

Тогда

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{801 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * 7} = 300 \text{ А.}$$

Ток в утяжеленном режиме определяется по формуле

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном СН}} * (n-1)}. \quad (3.2)$$

Тогда ток при утяжеленном режиме (УР) равен

$$I_{\text{ур СН}} = \frac{801 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * (7 - 1)} = 350 \text{ А.}$$

Также следует определить токи на стороне СН автотрансформатора (АТ).

На данной подстанции установлено два автотрансформатора, поэтому ток нормального режима определяется по формуле

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{S_{\text{нагр СН}}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{ном СН}}}, \quad (3.3)$$

где $S_{\text{нагр СН}}$ – мощность нагрузки на стороне СН АТ;

$U_{\text{ном СН}}$ – номинальное напряжение на стороне СН.

Ток равен

$$I_{\text{АТ}} = \frac{801 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 220 * 10^3} = 1005 \text{ А.}$$

Утяжеленным режимом для автотрансформатора является режим, при котором второй АТ будет выведен из работы. Тогда ток утяжеленного режима определен по формуле

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{S_{\text{нагр СН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном СН}}} \quad (3.4)$$

И равен

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{801 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3} = 2010 \text{ А.}$$

Переходим к расчету ТКЗ на шинах.

Токи короткого замыкания будут определены в двух точках – К на шинах 220 кВ.

На рисунке 3.1 представлена принципиальная схема участка сети.

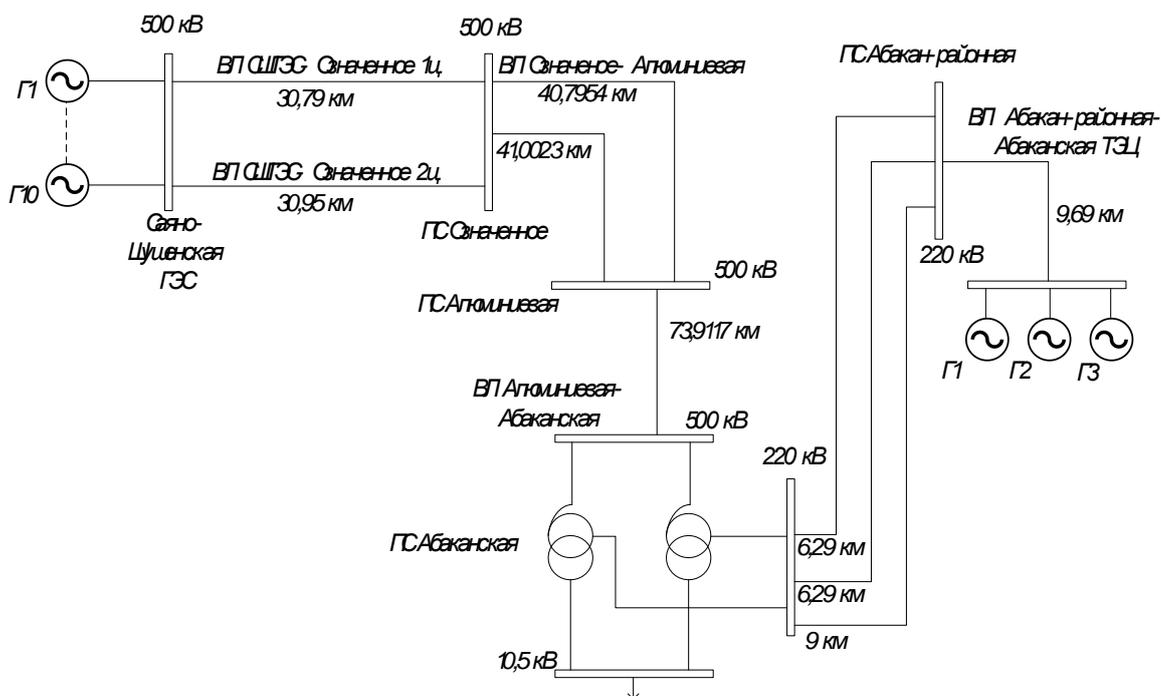


Рисунок 3.1 – Схема сети

Расчет будем проводить в относительных единицах при базисных условиях:

- базисная мощность – $S_6 = 1000$ МВА;
- базисные напряжения – $U_{61} = 515$ кВ; $U_{62} = 230$ кВ.

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6}; \quad (3.5)$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 230} = 2,5 \text{ кА.}$$

Сверхпереходное значение ЭДС принимается равным $E_c = 1,0$.

Для расчета ТКЗ необходимо составить схему замещения. Для определения токов короткого замыкания в точке К используем схему замещения, представленную на рисунке 3.2.

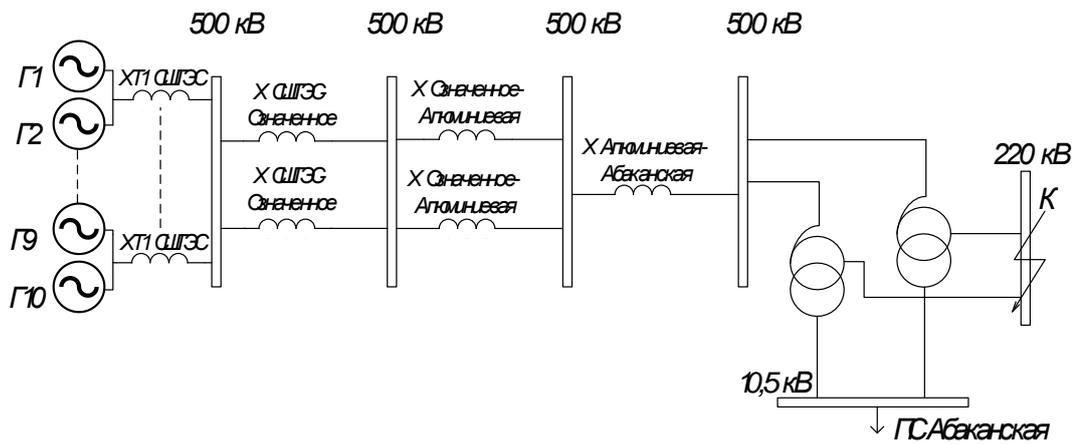


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета ТКЗ

Рассчитаем параметры схемы замещения и упростим ее.

Рассмотрим оборудование на Саяно-Шушенской ГЭС. Там установлено 10 одинаковых генераторов. Их сопротивление находим по формуле

$$x_{Г\text{ СШГЭС}} = \frac{x_d'' * S_{Г} * \cos\varphi}{P}, \quad (3.6)$$

где x_d'' – реактивное сопротивление генератора;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора;

P – номинальная мощность генератора.

$$x_{Г\text{ СШГЭС}} = \frac{0,296 * 1000 * 0,9}{640} = 0,416 \text{ о. е.}$$

На Саяно-Шушенской ГЭС установлено 5 трансформаторов. Сопротивление обмоток трансформатора определяется по формуле

$$x_{Т\text{ СШГЭС}} = \frac{u_k * S_{б}}{100 * S_{н}}, \quad (3.7)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания, принимается по паспортным данным трансформатора.

$$x_{Т\text{ СШГЭС}} = \frac{12,5 * 1000}{100 * 533} = 0,235 \text{ о. е.}$$

Определим эквивалентное сопротивление Саяно-Шушенской ГЭС:

– суммарное сопротивление двух параллельно включенных генераторов равно:

$$x_{\Sigma Г СШГЭС} = \frac{x_{Г СШГЭС} * x_{Г СШГЭС}}{x_{Г СШГЭС} + x_{Г СШГЭС}} = \frac{0,416 * 0,416}{0,416 + 0,416} = 0,208 \text{ о. е.};$$

– суммарное сопротивление двух параллельно включенных генераторов и трансформатора равно:

$$x_{\Sigma Г+Т СШГЭС} = x_{\Sigma Г СШГЭС} + x_{Т СШГЭС} = 0,208 + 0,235 = 0,443 \text{ о. е.}$$

– общее сопротивление ГЭС определяется из формулы

$$\frac{1}{x_{СШГЭС}} = \frac{1}{x_{\Sigma Г+Т СШГЭС}} + \frac{1}{x_{\Sigma Г+Т СШГЭС}} + \frac{1}{x_{\Sigma Г+Т СШГЭС}} + \frac{1}{x_{\Sigma Г+Т СШГЭС}} + \frac{1}{x_{\Sigma Г+Т СШГЭС}}.$$

Так как сопротивления равны, тогда

$$x_{СШГЭС} = \frac{x_{\Sigma Г+Т СШГЭС}}{5} = \frac{0,443}{5} = 0,0886 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивления воздушных линий СШГЭС–Означенное.

$$x_{СШГЭС-ОЗ} = x_0 * l * \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (3.8)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l – длина ВЛ.

Длина одной цепи равна 30,79 км, длина второй цепи равна 30,95 км.

Марка провода для обеих цепей – АС-500/64.

$$x_{СШГЭС-ОЗ 1ц} = 0,304 * 30,79 * \frac{1000}{515^2} = 0,0353 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{СШГЭС-03 2ц}} = 0,304 * 30,95 * \frac{1000}{515^2} = 0,0355 \text{ о. е.}$$

Линии подключены в параллель, определим их суммарное сопротивление.

$$x_{\text{СШГЭС-03}} = \frac{x_{\text{СШГЭС-03 1ц}} * x_{\text{СШГЭС-03 2ц}}}{x_{\text{СШГЭС-03 1ц}} + x_{\text{СШГЭС-03 2ц}}} = \frac{0,0353 * 0,0355}{0,0353 + 0,0355} = 0,0177 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивления воздушных линий Означенное–Алюминиевая аналогично сопротивлениям ВЛ СШГЭС–Означенное (формула 3.7). Длина одной цепи равна 40,7954 км, длина второй цепи равна 41,0023 км. Марка провода для обеих цепей – АС-400/51. Тогда

$$x_{\text{03-Ал 1ц}} = 0,306 * 40,7954 * \frac{1000}{515^2} = 0,047 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{03-Ал 2ц}} = 0,306 * 41,0023 * \frac{1000}{515^2} = 0,0473 \text{ о. е.}$$

Линии подключены в параллель, определим их суммарное сопротивление.

$$x_{\text{03-Ал}} = \frac{x_{\text{03-Ал 1ц}} * x_{\text{03-Ал 2ц}}}{x_{\text{03-Ал 1ц}} + x_{\text{03-Ал 2ц}}} = \frac{0,047 * 0,0473}{0,047 + 0,0473} = 0,0235 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление воздушной линии Алюминиевая–Абаканская аналогично сопротивлениям ВЛ СШГЭС–Означенное (формула 3.7). Длина линии равна 73,9117 км. Марка провода – АС-400/51. Тогда

$$x_{\text{Ал-Аб}} = 0,306 * 73,9117 * \frac{1000}{515^2} = 0,085 \text{ о. е.}$$

Для расчета ТКЗ в точке К используем схему замещения, представленную на рисунке 3.3.

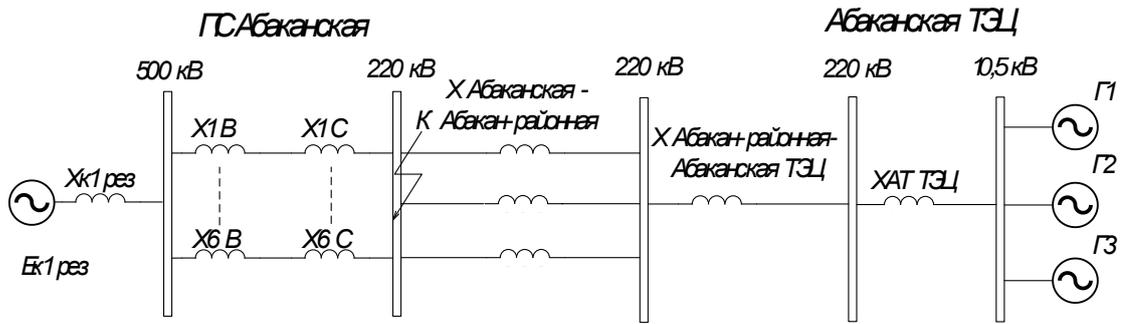


Рисунок 3.3 – Схема замещения для расчета ТКЗ в точке К

Рассчитаем параметры схемы замещения и упростим ее.

Рассмотрим оборудование на Абаканской ТЭЦ. Там установлено 3 генератора: ТВФ-63-2-У3, ТВФ-120-2-У3, ТВФ-110-2-Е-У3. Их сопротивление находим по формуле, аналогичной для генераторов, установленных на Саяно-Шушенской ГЭС (формула 3.6)

$$x_{Г\text{ АБТЭЦ } 1} = \frac{0,180 * 1000 * 0,8}{63} = 2,285 \text{ о. е.}$$

$$x_{Г\text{ АБТЭЦ } 2} = \frac{0,192 * 1000 * 0,8}{100} = 1,536 \text{ о. е.}$$

$$x_{Г\text{ АБТЭЦ } 3} = \frac{0,189 * 1000 * 0,8}{110} = 1,375 \text{ о. е.}$$

На Абаканской ТЭЦ установлен автотрансформатор. Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по формуле

$$x_{AT\text{ АБТЭЦ}} = \frac{u_k * S_b}{100 * S_H}, \quad (3.9)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания. Необходимо определить для каждой обмотки по формулам согласно техническим данным АТ

$$u_{KB} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 * (10,3 + 32,4 - 20,3) = 11,3;$$

$$u_{KC} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5 * (10,3 + 20,3 - 32,4) = -0,9;$$

$$u_{KH} = 0,5 * (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 * (32,4 + 20,3 - 10,3) = 21,2,$$

где $u_{\text{КВ-С}}, u_{\text{КВ-Н}}, u_{\text{КС-Н}}$ – напряжения короткого замыкания, принимаются по паспортным данным АТ.

Тогда

$$\begin{aligned}x_{\text{АТ АБТЭЦ В}} &= \frac{11,3 * 1000}{100 * 200} = 0,565 \text{ о. е.}; \\x_{\text{АТ АБТЭЦ С}} &= \frac{-0,9 * 1000}{100 * 200} = -0,045 \approx 0 \text{ о. е.}; \\x_{\text{АТ АБТЭЦ Н}} &= \frac{21,2 * 1000}{100 * 200} = 1,06 \text{ о. е.}\end{aligned}$$

Определим эквивалентное сопротивление Абаканской ТЭЦ:

– суммарное сопротивление трех параллельно включенных генераторов определяется из уравнения

$$\frac{1}{x_{\Sigma \text{Г АБТЭЦ}}} = \frac{1}{x_{\text{АТ АБТЭЦ В}}} + \frac{1}{x_{\text{АТ АБТЭЦ С}}} + \frac{1}{x_{\text{АТ АБТЭЦ Н}}};$$

$$x_{\Sigma \text{Г АБТЭЦ}} = 0,55 \text{ о. е.}$$

– общее сопротивление ТЭЦ равно

$$x_{\text{АБТЭЦ}} = x_{\Sigma \text{Г АБТЭЦ}} + x_{\text{АТ АБТЭЦ В}} + x_{\text{АТ АБТЭЦ Н}} = 0,55 + 0,565 + 1,06 = 2,175 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление воздушной линии Абаканская ТЭЦ–Абакан-районная аналогично сопротивлениям ВЛ СШГЭС–Означенное (формула 3.7). Длина линии равна 9,69 км. Марка провода – АСО-400/51. Тогда

$$x_{\text{АБТЭЦ–Аб–район}} = 0,42 * 9,69 * \frac{1000}{230^2} = 0,077 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивления воздушных линий Абаканская–Абакан-районная аналогично сопротивлениям ВЛ СШГЭС–Означенное (формула 3.7). Длина первой и второй цепи равна 6,29 км, длина третьей цепи равна 9 км. Марка провода для обеих цепей – АС-400/51. Тогда

$$X_{\text{АБ-Аб-район 1ц}} = 0,419 * 6,29 * \frac{1000}{230^2} = 0,0498 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{АБ-Аб-район 2ц}} = 0,419 * 6,29 * \frac{1000}{230^2} = 0,0498 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{АБ-Аб-район 3ц}} = 0,42 * 9 * \frac{1000}{230^2} = 0,071 \text{ о. е.}$$

Линии подключены в параллель, определим их суммарное сопротивление.

$$X_{\text{АБ-Аб-район}} = \frac{1}{X_{\text{АБ-Аб-район 1ц}}} + \frac{1}{X_{\text{АБ-Аб-район 2ц}}} + \frac{1}{X_{\text{АБ-Аб-район 3ц}}};$$

$$X_{\text{АБ-Аб-район}} = 0,018 \text{ о. е.}$$

Преобразуем схему замещения до точки К (рисунок 3.4).

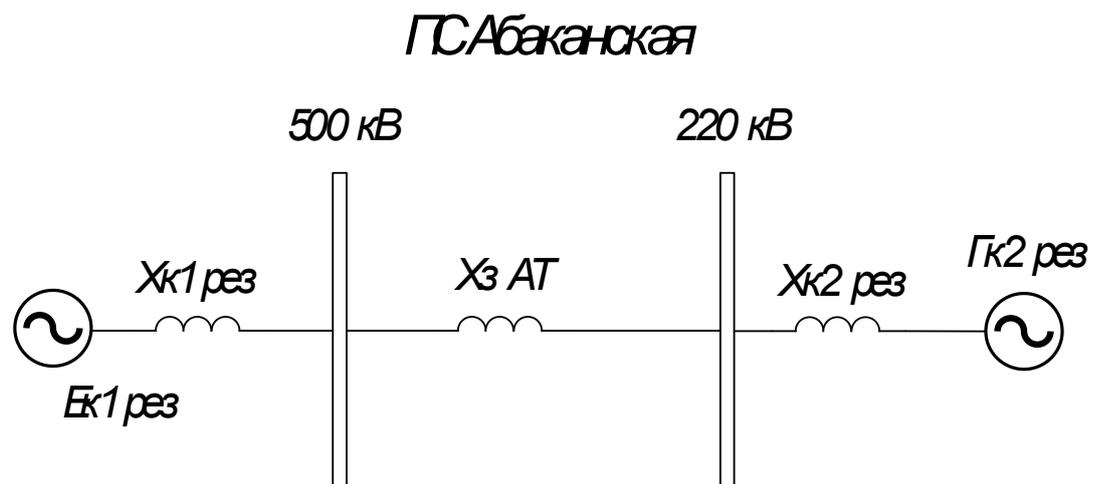


Рисунок 3.4 – Преобразованная схема замещения до точки К

Определим суммарное сопротивление до точки К со стороны 220 кВ.

$$X_{к 220 кВ} = X_{А6ТЭЦ} + X_{А6ТЭЦ-А6-район} + X_{АБ-А6-район} = 2,175 + 0,077 + 0,018 = 2,27 \text{ о. е.}$$

На подстанции «500 кВ Абаканская» установлены 6 однофазных автотрансформаторов (1АТ и 2АТ). Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по формуле 3.9 аналогично автотрансформатору Абаканской ТЭЦ.

Напряжение короткого замыкания определяются по формулам:

– фаза А 1АТ

$$u_{к В 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}) = 0,5 * (8,27 + 22,8 - 12,5) = 9,285;$$

$$u_{к С 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}) = 0,5 * (8,27 + 12,5 - 22,8) = -1,015;$$

$$u_{к Н 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}) = 0,5 * (22,8 + 12,5 - 8,27) = 13,515;$$

– фаза В 1АТ

$$u_{к В 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}) = 0,5 * (8,32 + 23,3 - 12,6) = 9,51;$$

$$u_{к С 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}) = 0,5 * (8,32 + 12,6 - 23,3) = -1,19;$$

$$u_{к Н 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}) = 0,5 * (23,3 + 12,6 - 8,32) = 13,79;$$

– фаза С 1АТ

$$u_{к В 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}) = 0,5 * (8,36 + 23,2 - 12,6) = 9,48;$$

$$u_{к С 1АТ} = 0,5 * (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}) = 0,5 * (8,36 + 12,6 - 23,2) = -1,12;$$

$$u_{KH1AT} = 0,5 * (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 * (23,2 + 12,6 - 8,36) \\ = 13,72;$$

– фаза А 2АТ

$$u_{KB1AT} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 * (8,33 + 23,6 - 13,2) \\ = 9,365;$$

$$u_{KC1AT} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5 * (8,33 + 13,2 - 23,6) \\ = -1,035;$$

$$u_{KH1AT} = 0,5 * (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 * (23,6 + 13,2 - 8,33) \\ = 14,235;$$

– фаза В 2АТ

$$u_{KB1AT} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 * (9,07 + 25,2 - 13,0) \\ = 10,635;$$

$$u_{KC1AT} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5 * (9,07 + 13,0 - 25,2) \\ = -1,565;$$

$$u_{KH1AT} = 0,5 * (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 * (25,2 + 13,0 - 9,07) \\ = 14,565;$$

– фаза С 2АТ

$$u_{KB1AT} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 * (8,43 + 23,7 - 13,4) \\ = 9,365;$$

$$u_{KC1AT} = 0,5 * (u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5 * (8,43 + 13,4 - 23,7) \\ = -0,935;$$

$$u_{KH1AT} = 0,5 * (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 * (23,7 + 13,4 - 8,43) \\ = 14,335;$$

Тогда

$$x_{1AT \phi.AB} = \frac{u_{KB1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{9,285 * 1000}{100 * 267} = 0,347 \text{ о. е.};$$

$$x_{1AT \phi.A C} = \frac{u_{KC 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{-1,015 * 1000}{100 * 267} = 0,038 \approx 0 \text{ o. e.};$$

$$x_{1AT \phi.A H} = \frac{u_{KH 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{13,515 * 1000}{100 * 267} = 0,5 \text{ o. e.}$$

$$x_{1AT \phi.B B} = \frac{u_{KB 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{9,51 * 1000}{100 * 267} = 0,356 \text{ o. e.};$$

$$x_{1AT \phi.B C} = \frac{u_{KC 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{-1,19 * 1000}{100 * 267} = 0,044 \approx 0 \text{ o. e.};$$

$$x_{1AT \phi.B H} = \frac{u_{KH 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{13,79 * 1000}{100 * 267} = 0,52 \text{ o. e}$$

$$x_{1AT \phi.C B} = \frac{u_{KB 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{9,48 * 1000}{100 * 267} = 0,355 \text{ o. e.};$$

$$x_{1AT \phi.C C} = \frac{u_{KC 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{-1,12 * 1000}{100 * 267} = 0,041 \approx 0 \text{ o. e.};$$

$$x_{1AT \phi.C H} = \frac{u_{KH 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{13,72 * 1000}{100 * 267} = 0,513 \text{ o. e}$$

$$x_{2AT \phi.A B} = \frac{u_{KB 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{9,365 * 1000}{100 * 267} = 0,35 \text{ o. e.};$$

$$x_{2AT \phi.A C} = \frac{u_{KC 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{-1,035 * 1000}{100 * 267} = 0,038 \approx 0 \text{ o. e.};$$

$$x_{2AT \phi.A H} = \frac{u_{KH 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{14,235 * 1000}{100 * 267} = 0,533 \text{ o. e.}$$

$$x_{2AT \phi.B B} = \frac{u_{KB 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{10,635 * 1000}{100 * 267} = 0,398 \text{ o. e.};$$

$$x_{2AT \phi.B C} = \frac{u_{KC 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{-1,565 * 1000}{100 * 267} = 0,058 \approx 0 \text{ o. e.};$$

$$x_{2AT \phi.B H} = \frac{u_{KH 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{14,565 * 1000}{100 * 267} = 0,545 \text{ o. e}$$

$$x_{2AT \phi.C B} = \frac{u_{KB 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{9,365 * 1000}{100 * 267} = 0,35 \text{ o. e.};$$

$$x_{2AT \phi.C C} = \frac{u_{KC 1AT} * S_{\phi}}{100 * S_H} = \frac{-1,035 * 1000}{100 * 267} = 0,038 \approx 0 \text{ o. e.};$$

$$x_{2AT \text{ ф.СН}} = \frac{u_{кН 1AT} * S_6}{100 * S_H} = \frac{14,235 * 1000}{100 * 267} = 0,533 \text{ о. е}$$

Определим суммарное сопротивление АТ.

$$\frac{1}{x_{AT}} = \frac{1}{x_{1AT \text{ ф.АВ}}} + \frac{1}{x_{1AT \text{ ф.ВВ}}} + \frac{1}{x_{1AT \text{ ф.СВ}}} + \frac{1}{x_{2AT \text{ ф.АВ}}} + \frac{1}{x_{2AT \text{ ф.ВВ}}} + \frac{1}{x_{2AT \text{ ф.СВ}}}$$

$$x_{AT} = 0,059.$$

Суммарное сопротивление со стороны 500 кВ равно

$$x_{к2 500 \text{ кВ}} = x_{СШГЭС} + x_{СШГЭС-03} + x_{03-АЛ} + x_{АЛ-АБ} + x_{AT} = 0,0886 + 0,0177 + 0,0235 + 0,085 + 0,059 = 0,2738 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К равно

$$x_K = \frac{x_{к 220 \text{ кВ}} * x_{к 500 \text{ кВ}}}{x_{к 220 \text{ кВ}} + x_{к 500 \text{ кВ}}} = \frac{2,27 * 0,2738}{2,27 + 0,2738} = 0,244$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К определяется по формуле

$$I_K = I_{62} * \frac{E_{рез.}}{x_{\Sigma}}. \quad (3.11)$$

$$I_K = 2,5 * \frac{2,65}{0,244} = 27,15 \text{ кА.}$$

Однако в настоящее время специалисты, занимающиеся расчетом уставок, не считают токи КЗ вручную. Все работы ведутся в программе «Автоматизированное рабочее место СРЗА» («АРМ СРЗА»). В данной программе составляется актуальная электрическая схема со всеми необходимыми параметрами. И работник службы расчетов может рассчитать необходимые токи автоматически, задав необходимый режим (например, отключены какие-то линии или трансформатор/автотрансформатор) и точку короткого замыкания.

Программа выдает результат в табличной форме. Пример выведенного результата представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Результат расчета ТКЗ из АРМ СРЗА

Результаты расчёта									
1	2	3		4					
1-пояс узла	Наименование узла/элемента	3х-фазное I1(фаза)	КЗ	Однофазное КЗ I1(фаза), I2(фаза), I30(фаза)					
U=239.1/-2		Z1=0.396+j4.963	Z2=0.402+j5.012	Z0=0.168+j2.588					
22-	Абаканская 1сек.220	27150	93	10954	92	10954	92	32863	92
2467	В Д-67	1758	94	672	97	677	92	1343	95
2468	В Д-69	1177	94	450	97	453	92	1378	95
2469	В 1АТ-220	9246	90	3691	89	3666	91	13927	91
U=239.1/-2		Z1=0.396+j4.963	Z2=0.402+j5.012	Z0=0.168+j2.588					
23-	Абаканская 2сек.220	27150	93	10954	92	10954	92	32863	92
2464	В Д-68	1758	94	672	97	677	92	1343	95
2470	В 2АТ-220	8911	90	3557	89	3532	91	13196	91

Переходим к расчету уставок устройств релейной защиты и автоматики

4 Расчет уставок устройства релейной защиты и автоматики

Уставка РЗА – это такое пороговое значение воздействующей величины, при которой реле должно сработать. То есть это такой параметр, при котором происходит отключение коммутирующих устройств.

Уставки и методика расчета к ним может отличаться у разных производителей, так как все эти параметры зависят от реализуемой логики в рамках алгоритма и устройства РЗА.

В данной главе будет рассмотрен расчет уставок комплекта ступенчатых защит воздушных линий 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I, II и III цепи, реализуемой на базе терминала «ЭКРА» [28].

Одной из защит, входящей в комплект ступенчатых защит шкафа является токовая отсечка.

Токовая отсечка – это вид защиты от перегрузки по току с ограниченной зоной действия, предназначенная для быстрого отключения при коротком замыкании [18].

Отсечки бывают мгновенные и с небольшой выдержкой времени до 0,6 секунды. Основное отличие токовой отсечки от максимальной токовой защиты – это отсутствие реле времени.

Селективность действия отключения электрической энергии достигается за счет ограничения зоны ее действия. Эта защита расстраивается от тока короткого замыкания в конце защищаемой линии или там, где она должна работать.

Еще одна защита из КСЗ – дистанционная.

Дистанционная защита (ДЗ) применяется в сетях сложной конфигурации, где по соображениям быстродействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Дистанционной защитой определяется сопротивление или расстояние (дистанция) до места короткого замыкания, и в зависимости от этого она срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени.

Дистанционная защита выполняется многоступенчатой, причем при коротком замыкании в первой зоне, охватывающей 80–85 % длины защищаемой линии, время срабатывания защиты не более 0,15 с.

Для второй зоны, выходящей за пределы защищаемой линии, выдержка времени на ступень выше и колеблется в пределах 0,4–0,6 с. При коротком замыкании в третьей зоне выдержка времени еще более увеличивается и выбирается, как и для направленных токовых защит.

Токовая направленная защита нулевой последовательности также применяется для защиты линии Абакан-районная – Абаканская.

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) применяется при необходимости обеспечения защиты высоковольтных линий электропередач от однофазных коротких замыканий – замыканий на землю одного из фазных проводов в электросети. Данная защита используется в роли резервной защиты линий электропередачи класса напряжения 110 кВ и выше.

Самая надежная и в месте с тем простая защита линии. Это логическая цепочка из контакта токового реле, реле направления мощности и реле времени (начиная со второй ступени).

Первая ступень действует без выдержки времени, охватывает 40–60 % длины линии, остальные ступени имеют выдержки времени.

Вторая ступень охватывает 90–100 % длины линии.

Третья ступень охватывает линию до шин противоположной подстанции.

Четвертая (пятая ступень) применяется для обеспечения дальнего резервирования.

Переходим к расчету уставок дистанционной защиты воздушных линий 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь/220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь.

4.1 Расчет уставок воздушных линий 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь/220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь

4.1.1 Дистанционная защита

Дистанционная защита используется для защиты первичных объектов от междуфазных замыканий и замыканий на землю [7].

Дистанционная защита состоит из 6 ступеней, но для защиты ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I/II цепь применяются только 3 ступени.

Сопrotивление срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от короткого замыкания на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии, и определяется по формуле

$$Z_{сз}^I = \frac{1}{k_{отс}} * Z_{л}, \quad (4.1)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,15;

$Z_{л}$ – сопротивление рассматриваемой линии, принимаемое равным 2,64 Ом.

Тогда

$$Z_{сз}^I = \frac{1}{1,15} * 2,64 = 2,295 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты противоположного конца параллельной линии и определяется по формуле

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{k_{токII}} * (Z_{л} + \frac{0,85}{k_{ток}} * Z_{сз \text{ парал}}), \quad (4.2)$$

где $k_{токII}$ – коэффициент токораспределения, принимаемый равным 0,719;

$Z_{сз\ парал}$ – сопротивление параллельной линии.

Тогда сопротивление срабатывания второй ступени при согласовании с ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II/I цепь

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{1,15} * \left(2,64 + \frac{0,85}{0,719} * 5,6 \right) = 7,978 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление срабатывания второй ступени при согласовании с ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{1,15} * \left(2,64 + \frac{0,85}{0,59} * 5,6 \right) = 9,311 \text{ Ом.}$$

Из двух значений выбираем наименьшее: $Z_{сз}^{II} = 7,978 \text{ Ом.}$

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от минимально возможного значения сопротивления нагрузки и определяется по формуле

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 * U_{ном}}{\sqrt{3} * k_{отс} * k_{в} * I_{раб\ макс}}, \quad (4.3)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, принимается равным 1,1;

$I_{раб\ макс}$ – максимальный рабочий ток линии.

Тогда

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 * 220}{\sqrt{3} * 1,2 * 1,1 * 825} = 99,14 \text{ Ом.}$$

Далее будут определены сопротивления срабатывания ступеней защиты по реактивной оси:

– первой ступени

$$X_{сз}^I = Z_{сз}^I * \sin\varphi_{мч} \quad (4.4)$$

где $\varphi_{мч}$ – угол максимальной чувствительности, принимается равным 79° .

$$X_{сз}^I = 2,295 * \sin 79 = 2,252 \text{ Ом};$$

– второй ступени

$$X_{сз}^{II} = Z_{сз}^{II} * \sin\varphi_{мч} \quad (4.5)$$

$$X_{сз}^{II} = 7,978 * \sin 79 = 7,831 \text{ Ом};$$

– третьей ступени

$$X_{сз}^{III} = Z_{сз}^{III} * \sin\varphi_{мч} \quad (4.6)$$

$$X_{сз}^{III} = 99,14 * \sin 79 = 97,318 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания первой ступени по активной оси учитывает сопротивление дуги в месте короткого замыкания и определяется по условию

$$R_{сз}^I \geq Z_{сз}^I * \cos\varphi_{мч} + R_{дуги} * k_{ток}, \quad (4.7)$$

где $R_{дуги}$ – сопротивление дуги, определяемое по формуле

$$R_{дуги} = 1050 * \frac{l_{дуги}}{I_{кз \text{ мин}}} = 1050 * \frac{9}{16910} = 0,56 \text{ Ом},$$

где $l_{дуги}$ – длина дуги;

$I_{кз \text{ мин}}$ – минимальный ток короткого замыкания линии.

Тогда

$$R_{сз}^I = 2,295 * \cos 79 + 0,56 * 0,2 = 0,589 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания второй ступени по активной оси учитывает результирующее увеличения сопротивления дуги под действием силы ветра и определяется по условию

$$R_{сз}^{II} \geq Z_{сз}^{II} * \cos\varphi_{мч} + R_{дуги\ рез} * k_{ток}, \quad (4.8)$$

где $R_{дуги\ рез}$ – результирующее сопротивление дуги, определяемое по формуле

$$R_{дуги} = R_{дуги} * \left(1 + \frac{5 * v * t_{сз}^{II}}{l_{дуги}}\right) = 0,56 * \left(1 + \frac{5 * 4 * 1,3}{9}\right) = 2,17 \text{ Ом},$$

где v – скорость ветра, принимается равным 4 м/с;

$t_{сз}^{II}$ – время срабатывания второй ступени защиты, определяется ниже.

Тогда

$$R_{сз}^{II} = 7,978 * \cos 79 + 2,17 * 0,2 = 2,157 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени по активной оси учитывает результирующее увеличения сопротивления дуги под действием силы ветра и определяется по условию

$$R_{сз}^{III} \geq Z_{сз}^{III} * \cos\varphi_{мч} + R_{дуги\ рез} * k_{ток}, \quad (4.9)$$

где $R_{дуги\ рез}$ – результирующее сопротивление дуги, определяемое по формуле

$$R_{дуги} = R_{дуги} * \left(1 + \frac{5 * v * t_{сз}^{III}}{l_{дуги}}\right) = 0,56 * \left(1 + \frac{5 * 4 * 6}{9}\right) = 8,03 \text{ Ом},$$

где $t_{сз}^{III}$ – время срабатывания второй ступени защиты, определяется ниже.

Тогда

$$R_{сз}^{III} = 99,14 * \cos 79 + 8,03 * 0,2 = 21,078 \text{ Ом}.$$

Далее определим выдержки времени:

– первой ступени

$$t_{\text{ср}}^I = 0 \text{ с};$$

– второй ступени

$$t_{\text{ср}}^{II} = t_{\text{ср пред}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с},$$

где $t_{\text{ср пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты;

– третьей ступени

$$t_{\text{ср}}^{III} = t_{\text{ср пред}} + \Delta t = 5,5 + 0,5 = 6 \text{ с},$$

где $t_{\text{ср пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты третьей ступени.

Переходим к расчету токовой защиты нулевой последовательности.

4.1.2 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности применяется для защиты от однофазных замыканий [8].

Данная защита включает в себя 4 ступени.

Первая ступень применяется ненаправленной.

Уставка по току срабатывания первой ступени находится по отстройке от $3I_{0 \text{ max}}$ через защиту при коротких замыканиях на землю в конце воздушной линии при отключенной параллельной ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская П/Л цепи и определяется по формуле

$$I_{\text{сз}}^I \geq k_{\text{отс}} * 3I_0^{(1)}, \quad (4.10)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

Тогда

$$I_{\text{сз}}^I \geq 1,2 * 16140 = 19368 \text{ А}.$$

Время срабатывания первой ступени

$$t_{\text{ср}}^I = 0 \text{ с}.$$

Вторая ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания второй ступени находится:

– по отстройке от $3I_{0\max}$ через защиту при коротких замыканиях на землю в конце воздушной линии при включенной параллельной ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II/I цепь и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * 3I_0^{(1)} = 1,2 * 6141 = 7369 \text{ А};$$

– по согласованию с первой ступенью защиты предыдущей линии и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} \quad (4.12)$$

Тогда при отстройке от линии ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,66 * 6700 = 4864 \text{ А};$$

при отстройке от линии ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Сора

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 1,33 * 2200 = 3219 \text{ А}.$$

– по согласованию с первой ступенью защиты противоположного конца параллельной линии (ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь) и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,45 * 6800 = 3366 \text{ А};$$

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,4 * 5200 = 2288 \text{ А}.$$

Время срабатывания второй ступени определяется по условию согласования с временем срабатывания защит смежных линий

$$t_{ср}^{II} = t_{сз\text{ смежн}} + \Delta t, \quad (4.13)$$

где $t_{сз\text{ смежн}}$ – время срабатывания защит смежной линии.

Тогда

$$t_{ср}^I = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

Третья ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания третьей ступени находится по отстройке от защиту смежных линий и определяется по формуле

$$I_{сз}^{III} \geq k_{отс} * 3I_0^{(1)} = 1,2 * 2650 = 3180 \text{ А.}$$

Время срабатывания третьей ступени определяется по условию согласования с временем срабатывания защит смежных линий

$$t_{ср}^{III} = t_{сз \text{ смежн}} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

Четвертая ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания четвертой ступени находится по отстройке от тока небаланса при качаниях и асинхронном ходе и определяется по формуле

$$I_{сз}^{IV} \geq k_{отс} * k_{пер} * I_{0неб}, \quad (4.14)$$

где $k_{пер}$ – переходный коэффициент, принимается равным 0,05.

Тогда

$$I_{сз}^{IV} \geq 1,25 * 0,05 * 5850 = 365 \text{ А.}$$

Время срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования со временем третьей ступени ТЗНП последующей линии

$$t_{ср}^{IV} = t_{сз \text{ смежн}} + \Delta t = 4 + 0,5 = 4,5 \text{ с.}$$

Переходим к расчету междуфазной токовой отсечки.

4.1.3 Междуфазная токовая отсечка

Уставка срабатывания междуфазной токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока при коротких замыканиях на противоположном конце линии

$$I_{сз}^I \geq k_{отс} * I_{кз \text{ макс}}, \quad (4.15)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

Тогда

$$I_{сз}^I \geq 1,2 * 14829 = 17794,8 \text{ А.}$$

Время срабатывания междуфазной токовой отсечки принимается равным

$$t_{ср}^I = 0 \text{ с.}$$

Переходим к расчету уставок дистанционной защиты воздушной линии 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь.

4.2 Расчет уставок воздушной линии 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь

4.2.1 Дистанционная защита

Дистанционная защита состоит из 6 ступеней, но для защиты ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь применяются только 3 ступени.

Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от короткого замыкания на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии, и определяется по формуле (4.1).

Тогда

$$Z_{сз}^I = \frac{1}{1,15} * 3,79 = 3,295 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты противоположного конца параллельной линии (ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I/II цепь) и определяется по формуле (4.2).

Тогда сопротивление срабатывания второй ступени

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{1,15} * \left(3,795 + \frac{0,85}{0,719} * 5,6 \right) = 9,057 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от минимально возможного значения сопротивления нагрузки и определяется по формуле (4.3).

Тогда

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 * 220}{\sqrt{3} * 1,2 * 1,1 * 825} = 99,14 \text{ Ом.}$$

Далее будут определены сопротивления срабатывания ступеней защиты по реактивной оси:

– первой ступени

$$X_{сз}^I = 3,295 * \sin 79 = 3,234 \text{ Ом;}$$

– второй ступени

$$X_{сз}^{II} = 9,057 * \sin 79 = 8,89 \text{ Ом;}$$

– третьей ступени

$$X_{сз}^{III} = 99,14 * \sin 79 = 97,318 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания первой ступени по активной оси учитывает сопротивление дуги в месте короткого замыкания и определяется по условию (4.7).

Тогда

$$R_{\text{дуги}} = 1050 * \frac{l_{\text{дуги}}}{I_{\text{кз мин}}} = 1050 * \frac{9}{16910} = 0,56 \text{ Ом;}$$

$$R_{сз}^I = 3,295 * \cos 79 + 0,56 * 0,2 = 0,741 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания второй ступени по активной оси учитывает результирующее увеличение сопротивления дуги под действием силы ветра и определяется по условию (4.8).

Тогда

$$R_{\text{дуги}} = R_{\text{дуги}} * \left(1 + \frac{5 * v * t_{\text{сз}}^{\text{II}}}{l_{\text{дуги}}} \right) = 0,56 * \left(1 + \frac{5 * 4 * 1,3}{9} \right) = 2,17 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{сз}}^{\text{II}} = 9,057 * \cos 79 + 2,17 * 0,2 = 2,162 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени по активной оси учитывает результирующее увеличение сопротивления дуги под действием силы ветра и определяется по условию (4.9).

Тогда

$$R_{\text{дуги}} = R_{\text{дуги}} * \left(1 + \frac{5 * v * t_{\text{сз}}^{\text{III}}}{l_{\text{дуги}}} \right) = 0,56 * \left(1 + \frac{5 * 4 * 6}{9} \right) = 8,03 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{сз}}^{\text{III}} = 99,14 * \cos 79 + 8,03 * 0,2 = 21,078 \text{ Ом}.$$

Далее определим выдержки времени:

– первой ступени

$$t_{\text{ср}}^{\text{I}} = 0 \text{ с};$$

– второй ступени

$$t_{\text{ср}}^{\text{II}} = t_{\text{ср пред}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с},$$

– третьей ступени

$$t_{\text{ср}}^{\text{III}} = t_{\text{ср пред}} + \Delta t = 5,5 + 0,5 = 6 \text{ с},$$

Переходим к расчету токовой защиты нулевой последовательности.

4.2.2 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности включает в себя 4 ступени.

Первая ступень применяется ненаправленной.

Уставка по току срабатывания первой ступени находится по отстройке от $3I_{0 \text{ max}}$ через защиту при коротких замыканиях на землю в конце воздушной линии при отключенных параллельных ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь и ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь и определяется по формуле (4.10).

Тогда

$$I_{сз}^I \geq 1,2 * 10566 = 12679,2 \text{ А.}$$

Время срабатывания первой ступени

$$t_{ср}^I = 0 \text{ с.}$$

Вторая ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания второй ступени находится:

– по отстройке от $3I_{0\max}$ через защиту при коротких замыканиях на землю в конце воздушной линии при включенных параллельных воздушных линиях ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь и ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * 3I_0^{(1)} = 1,2 * 4821 = 5785 \text{ А;}$$

– по согласованию с первой ступенью защиты предыдущей линии и определяется по формуле (4.12).

Тогда при отстройке от линии ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,67 * 6700 = 4937 \text{ А;}$$

при отстройке от линии ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Сора

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 1,17 * 2200 = 2831 \text{ А.}$$

– по согласованию с первой ступенью защиты противоположного конца параллельной линии (ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь/ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь) и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,13 * 6800 = 972,4 \text{ А.}$$

Время срабатывания второй ступени определяется по условию согласования с временем срабатывания защит смежных линий (4.13).

Тогда

$$t_{\text{ср}}^I = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Третья ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания третьей ступени находится по отстройке от защиты смежных линий и определяется по формуле

$$I_{\text{сз}}^{III} \geq k_{\text{отс}} * 3I_0^{(1)} = 1,2 * 2166 = 2600 \text{ А.}$$

Время срабатывания третьей ступени определяется по условию согласования с временем срабатывания защит смежных линий

$$t_{\text{ср}}^{III} = t_{\text{сз смежн}} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

Четвертая ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания четвертой ступени находится по отстройке от тока небаланса при качаниях и асинхронном ходе и определяется по формуле (4.14).

Тогда

$$I_{\text{сз}}^{IV} \geq 1,25 * 0,05 * 5850 = 365 \text{ А.}$$

Время срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования со временем третьей ступени ТЗНП последующей линии

$$t_{\text{ср}}^{IV} = t_{\text{сз смежн}} + \Delta t = 4 + 0,5 = 4,5 \text{ с.}$$

Переходим к расчету междуфазной токовой отсечки.

4.2.3 Междуфазная токовая отсечка

Уставка срабатывания междуфазной токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока при коротких замыканиях на противоположном конце линии по формуле (4.15)

Тогда

$$I_{сз}^I \geq 1,2 * 13142 = 15770,4 \text{ А.}$$

Время срабатывания междуфазной токовой отсечки принимается равным

$$t_{ср}^I = 0 \text{ с.}$$

Недостающие токи смежных участков берутся из расчетов токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА.

5 Выбор устройств автоматики и телемеханики

В рамках организации перевооружения подстанции ПС «500 кВ Абаканская» происходит замена не только шкафов релейной защиты, но и рассматривается вопрос об интеграции системы сбора и передачи информации в устанавливаемые шкафы релейной защиты и автоматики.

Основная цель, которую преследуют при модернизации системы телемеханики, – это повышение эффективности контроля и управления подстанцией, снижение уровня аварийности и повышения надежности и безопасности функционирования основного оборудования.

Все это реализуемо, если создать надежную распределённую систему сбора, хранения и передачи информации с технологических объектов в диспетчерские пункты и центры управления сетями [15].

Под системой телемеханики понимается такая система, которая необходима для контроля и управления технологическими процессами на объектах электроэнергетики.

Система телемеханики состоит из оборудования, которое предназначено для сбора, передачи, обработки и отображения информации о процессах, происходящих на предприятии.

К системам телемеханики предъявляют следующие требования:

- 1) система должна передавать достоверные данные (неизменного содержания) на всем пути от источника информации до места назначения;
- 2) высокая скорость передачи данных (рассчитывается на основе времени передачи всей информации).

Функции, выполняемые системой телемеханики представлены на рисунке 5.1.

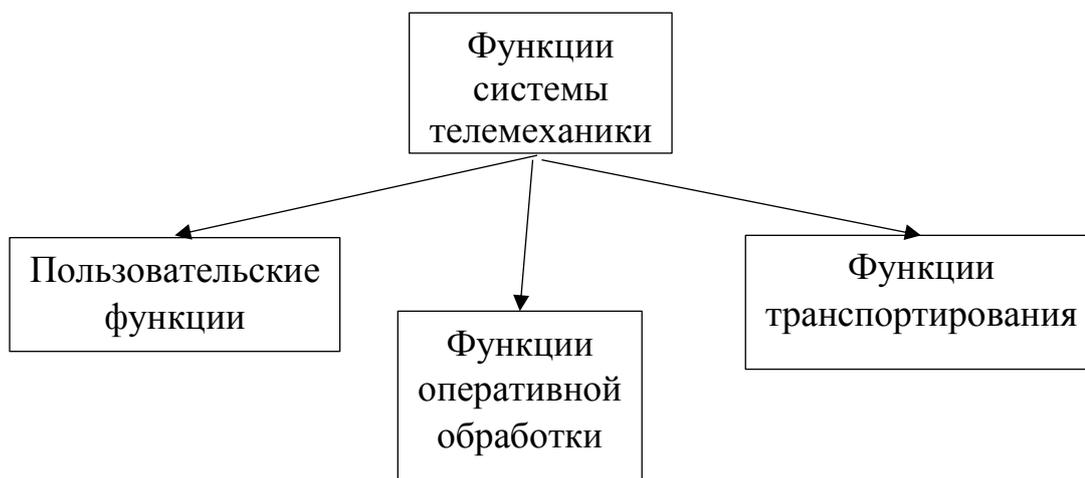


Рисунок 5.1 – Функции системы телемеханики

Пользовательские функции связаны с информацией, которая поступает от оператора или процесса в виде сигналов, которые затем хранятся внутри этой системы.

Как понятно из названий, функции оперативной обработки занимаются преобразованием информации в сигналы и обеспечивают правильное получение данных, а основной задачей функций транспортирования является передача информации по сетям, каналам и/или физическим линиям между станциями.

На данный момент на подстанции «500 кВ Абаканская» для систем сбора и передачи информации принимают информационно-управляющий телемеханический комплекс «Гранит-микро» (ИУТК «Гранит-микро») (рисунок 5.2).



Рисунок 5.2 – ИУТК «Гранит-микро» на ПС 500 кВ Абаканская

ИУТК «Гранит-микро» представляет собой многоуровневый комплекс, предназначенный для управления, диагностики и регулирования регистрации производственных процессов на объекте. Основное применение данные устройства нашли для автоматизированных систем управления (АСУ), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) и регистрации аварийной информации (РАИ).

ИУТК «Гранит-микро» состоит из следующих устройств:

- 1) модуль бесперебойного питания, который формирует напряжение постоянного тока и обеспечивает бесперебойную подачу питания при пропадании сети 220 В;
- 2) контроллер-накопитель-шлюз (КНШ), благодаря которому устанавливается связь между контролируемым пунктом и пунктом управления;
- 3) модуль ввода дискретных сигналов, который предназначен для ввода дискретных сигналов от датчиков состояния контролируемого объекта;
- 4) 2 модуля ввода телеизмерений текущих значений измеряемых параметров.

В рамках модернизации подстанции и в соответствии с программой повышения надежности единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) планируется замена ИУТК «Гранит-микро» на программно-технический комплекс системы сбора и передачи информации (ПТК ССПИ).

ПТК ССПИ представляет собой единую, интегрированную, иерархически распределенную человеко-машинной системы, которая оснащена средствами измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации.

В ПТК ССПИ организовано 2 уровня программно-технических средств:

1) уровень присоединения (полевой уровень), к которому отнесены устройства, связанные с объектом управления (привод выключателей, разъединителей, датчики, счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения), а также измерительные преобразователи М232, устройства релейной защиты и автоматики;

2) подстанционный уровень (верхний уровень), на котором организуется сбор, централизованное хранение и представление информации, также объединяется уровень присоединения и подстанционный уровень через сетевое оборудование (шины подстанции).

При помощи устройства ПТК ССПИ обеспечивается возможность подготовки оперативно-диспетчерской и технологической информации, которая необходима высшим уровням иерархии управления режимами энергетической системы, эксплуатацией электрических сетей.

ПТК ССПИ передает подготовленную информации абонентам Хакасского предприятия магистральных электрических сетей (МЭС Сибири), Хакасского РДУ – как в режиме спорадической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачи по запросу. Для такой передачи в ПТК ССПИ автоматически формируется информация о текущем режиме и состоянии основного электротехнического оборудования подстанции в объеме традиционной оперативно-диспетчерской информации (телеизмерения и телесигнализация).

На подстанции «500 кВ Абаканская» рекомендуем ПТК ССПИ производства АО «РТСофт».

Интеграция предполагается по протоколу МЭК 61850-8-1 интерфейс Ethernet с резервированием.

В интеллектуальном устройстве для этого предусматривается LAN Port A, LAN Port B. Каждый из портов подключается к вновь устанавливаемым коммутаторам 8x10/100BaseTx с базовыми функциями управления. Коммутаторы в свою очередь подключаются к свободным портам 100BaseTx коммутаторов RSG2300 в серверных шкафах ССПИ (основном и резервном).

Каждое из устройств M232 имеет интерфейс RS485 для обмена информацией с MiCOM C264 с использованием стандартного протокола MODBUS. Информация срабатывания/неисправности терминалов РЗА вводится в C264 от контактов выходных реле.

Программно-технический комплекс верхнего уровня состоит из контроллеров типа MiCOM C264, коммутатора и средств локальной вычислительной сети, объединяющих указанные компоненты.

Контроллер C264 является основным элементом системы, который предназначен для сбора, обработки и передачи информации от устройств полевого уровня в цифровые каналы связи [23]. Коммутатор обеспечивает работу C264 в сети Ethernet по протоколу МЭК 60870-5-104, так же распределяет информацию между основным и резервным каналами связи.

На рисунке 5.3 приведено устройство – контроллер C264.



Рисунок 5.3 – Контроллер MiCOM C264

Устройства верхнего уровня контроллеры С264 и коммутатор размещаются в шкафах в помещении релейного щита. Преобразователь интерфейса Ethernet/RS232 размещается в линейно-аппаратном зале подстанции вблизи средств связи.

Связь с центрами управления осуществляется по двум каналам связи посредством протокола МЭК 60870-5-104. Основной канал по линии ВОЛС, резервный канал через ВЧ-аппаратуру по линии электропередач. Подключение к ВЧ-каналу выполнено посредством существующего устройства модем ТФМ-3.

На рисунке 5.4 приведено устройство модем ТФМ-3.



Рисунок 5.4 – Устройство модем ТФМ-3

В качестве внешнего источника синхронизации используется GPS система, включающую в себя: спутниковую антенну, приемник и кабель связи. Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров, имеющих в микропроцессорных контроллерах в соответствии с общесистемным временем программно-технического комплекса.

6 Выбор трансформаторов тока

Переходим к выбору трансформаторов тока.

Основной параметр трансформатора тока – коэффициент трансформации. Он показывает отношение первичного тока ко вторичной, поэтому выбирается следующему условию – номинальный ток первичной обмотки трансформатора должен быть больше или равен максимальному току нагрузки

$$I_{\text{раб макс}} \leq I_{1н.} \quad (6.1)$$

где $I_{1н.}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.

Также трансформаторы тока должны быть выбраны по номинальному напряжению сети. Соответственно должно выполняться условие

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}} \quad (6.2)$$

В соответствии с ПУЭ для подключения контрольно-измерительных приборов выбирают трансформатор тока с классом точности 0,5 и для релейной защиты 10Р [2].

Для трансформаторов тока, устанавливаемых на стороне 220 кВ по таблице 5.9 [30] следует выбрать трансформаторы тока ТФНД-220 IУ. Номинальная предельная кратность – 25, номинальная вторичная нагрузка – 50 ВА для обмоток РЗА.

Трансформаторы тока проверяются по условию термической стойкости к токам короткого замыкания.

Рассчитаем тепловой импульс на стороне среднего напряжения ПС «500 кВ Абаканская». Он определяется по формуле и равен

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 * (t_{\text{откл}} + T_a) = 27,15 * (0,25 + 0,034) = 7,71 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{откл}}$ – время от начала КЗ до его отключения.

В соответствии с таблицей 5.9 [30] для трансформаторов тока ТФНД-220 IУ ток термической стойкости равен $I_T = 22,7$ кА, а время $t_T =$

3 с. Тогда

$$I_T^2 * t_T = 22,7^2 * 3 = 1545,87 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Условие термической стойкости к ТКЗ выполняется, так как $1545,87 \text{ кА}^2\text{с} > 7,71 \text{ кА}^2\text{с}$.

Далее трансформаторы тока необходимо проверить по условию электродинамической стойкости по следующему условию:

$$i_y^{(3)} \leq i_{\text{дин}}, \quad (6.3)$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, кА.

В соответствии с таблицей 5.9 [30] для трансформаторов тока ТФНД-220 IУ ток электродинамической стойкости равен $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{ПТ}} * K_y, \quad (6.4)$$

где K_y – ударный коэффициент, определяемый по формуле

$$K_y = 1 + e^{0,01/T_a} = 1 + e^{0,01/0,034} = 1,75.$$

Тогда ударный ток равен

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 27,15 * 1,75 = 67,19 \text{ кА.}$$

Тогда условие (6.3) выполняется, так как $67,19 \text{ кА} < 100 \text{ кА}$.

Все трансформаторы тока следует проверить по условию вторичной нагрузки:

$$Z_{2н} \geq r_2, \quad (6.5)$$

где $Z_{2н}$ – вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока, Ом.

r_2 – расчетная нагрузка трансформатора тока, Ом.

Всего для каждой линии устанавливают 4 трансформатора тока.

К первому подключено устройство регистрации аварийных событий, устройства измерения, учета и телеизмерения.

Ко второму и третьему подключены защиты: ко второму – ДЗШ, к

третьему – ДФЗ-201.

К четвертому трансформатору тока подключены ДЗШТ, УРОВ, КСЗ и телеизмерения.

В таблице 6.1 приведена нагрузка по фазам вторичной нагрузки, составленная на основе исходных данных.

Таблица 6.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Трансформаторы тока	Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
ТТ1	Регистратор аварийных событий	0,5	0,5	0,5
	Измерение	3,0	3,0	3,0
	Учет	3,0	3,0	3,0
	Телеизмерения	2,5	2,5	2,5
Итого		9,0	9,0	9,0
ТТ2	ДЗШ	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5
ТТ3	ДФЗ	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5
ТТ4	ДЗШТ	0,5	0,5	0,5
	УРОВ, КСЗ	0,5	0,5	0,5
	Телеизмерения	2,5	2,5	2,5
Итого		3,5	3,5	3,5

Вторичная нагрузка трансформаторов тока определяется по формуле

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пр}}, \quad (6.6)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов во вторичной цепи трансформаторов тока, Ом, определяемое по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (6.6)$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к трансформатору тока, ВА.;

$I_{2н}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформаторов тока, А.

Согласно таблице 5.9 [30] для трансформаторов тока ТФНД-220 IV номинальный ток вторичной обмотки ТТ $I_{2н} = 1 \text{ А}$;

Тогда

$$r_{\text{приб ТТ1}} = \frac{9,0}{1^2} = 9 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб ТТ2}} = \frac{0,5}{1^2} = 0,5 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб ТТ3}} = \frac{0,5}{1^2} = 0,5 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб ТТ4}} = \frac{3,5}{1^2} = 3,5 \text{ Ом};$$

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом. В соответствии с ПУЭ [1] сопротивление контактов должно быть равно 0,1 Ом в том случае, если число подключенных приборов больше 3, в противном случае сопротивление контактов равно 0,05 Ом. В данной работе в соответствии с таблицей 6.1 число подключенных устройств равно для ТТ1 и ТТ4 равно 4 и 3 соответственно, тогда $r_{\text{к ТТ1}} = r_{\text{к ТТ4}} = 0,1 \text{ Ом}$, для ТТ2 и ТТ3 равно 1 и 1 соответственно, тогда $r_{\text{к ТТ2}} = r_{\text{к ТТ3}} = 0,05 \text{ Ом}$;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, определяемое по формуле

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho * l_{\text{р}}}{q}, \quad (6.7)$$

где ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, Ом·мм²/м. В соответствии со справочными данными удельное сопротивление медных соединительных проводов принимается равным $\rho = 0,0057 \text{ Ом·мм}^2/\text{м}$;

$l_{\text{р}}$ – расчетная длина соединительных проводов, м, принимается равным 1312,025 м в соответствии с исходными данными;

q – сечение соединительных проводов. Для соединительных проводов с медными жилами принимается равным 2,5 мм² в соответствии с исходными данными.

Тогда

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0057 * \sqrt{3} * 1312,025}{2,5} = 5,181 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока равна

$$r_{2 \text{ ТТ1}} = 9 + 0,1 + 5,181 = 14,281 \text{ Ом;}$$

$$r_{2 \text{ ТТ2}} = 0,5 + 0,5 + 5,181 = 6,181 \text{ Ом;}$$

$$r_{2 \text{ ТТ3}} = 0,5 + 0,5 + 5,181 = 6,181 \text{ Ом;}$$

$$r_{2 \text{ ТТ4}} = 3,5 + 0,1 + 5,181 = 8,781 \text{ Ом.}$$

Таким образом, выбранные ТТ ТФНД-220 IУ соответствует всем требованиям.

7 Экономический раздел – расчет локальной сметы стоимости реализации реконструкции объекта

Смета – это документ, в котором прописывают суммы денег, в пределах которых должно быть произведено строительство либо модернизация какого-либо объекта.

Сметы составляются во всех отраслях. В электроэнергетической области в проектирование объектов реконструкции или модернизации всегда включается раздел расчетов затрат, которые потом сводятся в сметную документацию.

В данной ВКР рассматривается техническое перевооружение, так как устройства с истекшим сроком службы заменяются на новые. И на такие действия также должна быть составлена смета, где будет прописан размер необходимых капитальных вложений.

Эксплуатационные затраты определяются по следующей формуле

$$\text{ЭЗ} = \text{ЗП} + \text{Н}_{\text{зп}} + \text{А}_{\text{о годовые}} + \text{Р}_{\text{то}} + \text{С}_{\text{ээ}} + \text{Пр}, \quad (7.1)$$

где ЗП – заработная плата рабочего персонала, определяемая по формуле

$$\text{ЗП} = \text{З}_{\text{тб}} * \text{Ч}_{\text{с}} * (1 + k_{\text{доп}}), \quad (7.2)$$

где $\text{З}_{\text{тб}}$ – трудоемкость обслуживания, руб;

$\text{Ч}_{\text{с}}$ – часовая тарифная ставка обслуживающего персонала;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной оплаты труда, равный 0,25;

$\text{Н}_{\text{зп}}$ – начисления на заработную плату принимаются равными как 32 % от заработной платы, руб;

$\text{А}_{\text{о годовые}}$ – годовые амортизационные отчисления, определяемые по формуле

$$\text{А}_{\text{о}} = (\text{К}_{\text{вб}} - \text{Ц}_{\text{нк}} * \text{N}_{\text{с}}) * \frac{\text{а}}{100} + \text{Ц}_{\text{нк}} * \text{N}_{\text{с}} * \frac{\text{Н}_{\text{год}}}{\text{t}_{\text{нк}}}, \quad (7.3)$$

где $\text{Ц}_{\text{нк}}$ – капиталовложения.

P_{TO} – затраты на ремонт и техническое обслуживание, определяемые по формуле

$$Z_{TO} = K * \frac{ч}{100}; \quad (7.4)$$

$C_{эз}$ – стоимость электроэнергии, определяемая по формуле

$$C_{эз} = T_{эз} * P_{эз} * H_{ГО}, \quad (7.5)$$

где $T_{эз}$ – тариф на электроэнергию;

Pr – прочие затраты, принимаются равными 1 % от капитальных вложений.

Изначально расчет затрат на реконструкцию опирается на сумму планового финансирования объекта реконструкции. На ПС «500 кВ Абаканская» на год, в который будет проходить модернизация объекта, заложена сумма, представленная в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Расчёт суммы планового финансирования работ на ПС «500 кВ Абаканская»

Наименование элемента затрат	Стоимость работ согласно калькуляции ХСИД, руб. без НДС	Сумма планового финансирования для формирования инвестиционного бюджета, руб. с НДС	Применение НДС для формирования суммы планового финансирования
1	2	3	4
Фонд оплаты труда	511 597,00	511 597,00	без НДС
Страховые взносы	155 525,49	155 525,49	без НДС
ГСМ из средств инвестиционного бюджета	0,00	0,00	с НДС
Командировочные расходы	0,00	0,00	без НДС
Материалы из средств инвестиционного бюджета	0,00	0,00	с НДС

Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4
Оборудование из средств инвестиционного бюджета	0,00	0,00	с НДС
Амортизация	0,00	0,00	Исключается из суммы финансирования
ВСЕГО:	667 122,49	667 122,49	X

В таблице 7.2 приведена спецификация оборудования, материалов, запасных частей к оборудованию, приобретаемых для реконструкции ПС «500 кВ Абаканская».

Таблица 7.2 – Спецификация оборудования, материалов, запасных частей к оборудованию, приобретаемых для реконструкции ПС «500 кВ Абаканская»

Наименование	Марка, тип	Количество, шт.	Цена на продукцию, руб.	Стоимость продукции, руб.
1	2	3	4	5
1 Оборудование РЗиА				
Шкаф КСЗ, УРОВ, АУВ (в составе терминал Бреслер-0107.511)	ШЭТ221.09-00	3	2193400,00	6580200,00
Программно-технический комплекс (в составе: программа просмотра осциллограмм WinBres, кабель КБ,		1	213680,00	213680,00

ноутбук)				
----------	--	--	--	--

Окончание таблицы 7.2

1	2	3	4	5
2. ЗИП				
Терминал защиты (КСЗ, УРОВ, АУВ)	Бреслер-0107.511	1	889200,00	889200,00
3. Проверочное оборудование				
Испытательный комплект СМС310 Р-App (VE003002) (в составе: Mini Wireless USB адаптер (VENZ0095), ноутбук)	Omicron	1	2761835,00	2761835,00
Итого			6058115,00	10444915,00
НДС (20 %)			1211623,00	2088983,00
Всего			7269738,00	12533898,00

В таблице 7.3 приведена сводная таблица стоимости реконструкции ПС «500 кВ Абаканская».

Таблица 7.3 – Сводная таблица стоимости реконструкции ПС «500 кВ Абаканская»

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Стоимость работ и материалов, руб	Стоимость оборудования, руб	Всего, руб
1	2	3	4
1 Основные объекты строительства			
Строительно-монтажные работы (в том числе подготовительные и демонтажные)	16450701,98		16450701,98

Окончание таблицы 7.3

1	2	3	4
Оборудование (в том числе ЗИП и проверочные устройства): оборудование ЗИП проверочное оборудование		6793880,00 889200,00 2761835,00	10444915,00
Итого на основные объекты	16450701,98	10444915,00	23244581,98
2 Прочие работы и затраты			
Пусконаладочные работы	4546714,00		4546714,00
Проверка обеспечения требований ЭМС	658600,00		658600,00
Технические консультации	159000,00		159000,00
Итого на прочие работы	5364314,00		5364314,00
3 Проектные и изыскательные работы			
Разработка рабочей документации	1393952,00		1393952,00
Авторский надзор	95436,02		95436,02
Итого на проектные работы	1489388,02		1489388,02
Итого по пп. 1-3	23301404	10444915,00	30098284,00
НДС (20 %)	4660880,8	2088983,00	6019656,00
Всего	27962284,8	12533898,00	36117940,8

Таким образом, суммарная стоимость реконструкции ПС «500 кВ Абаканская» составляет 36117940,8 рублей.

8 Система оперативного тока и система собственных нужд

Для питания вторичных цепей электрических станций или подстанций применяют систему оперативного постоянного тока (СОПТ).

При возникновении аварийных или ненормальных режимах оперативный ток также может применяться для оперативного освещения и электроснабжения особо важных механизмов (например, электродвигателей).

На подстанции «500 кВ Абаканская» проектной документацией предусматривается питание шкафов релейной защиты и автоматики от существующих систем постоянного тока напряжением 220 В, но при этом следует установить отдельные автоматические выключатели для питания терминалов защит и электромагнитов отключения. Эти автоматы устанавливаются в существующих панелях щита постоянного тока и панелях управления.

Для установленных на подстанции шкафов РЗиА применяют кабель типа КВВГЭнг (А)-LS. Это экранированный контрольный кабель с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожарной опасности. Кабель должен быть проложен в существующих кабельных каналах.

Так как токи нагрузки подключаемых шкафов РЗиА малы (около 0,4 А), то увеличивать емкость существующей аккумуляторной батареи не надо.

Для обеспечения надежности питания от СОПТ все устройства релейной защиты должны быть запитаны от своих автоматических выключателей.

Также необходимо осуществить резервирование при помощи соединения щита постоянного тока (ЩПТ) и СОПТ.

Разделение цепей отключения достигается воздействием каждого комплекта РЗиА защищаемого присоединения на разные электромагниты отключения выключателя, что снижает вероятность отказов выключателей.

На ПС «500 кВ Абаканская» используется СОПТ с номинальным постоянным напряжением 220 В.

СОПТ состоит из одного щита постоянного тока (ЩПТ). ЩПТ состоит из:

- 1) двух аккумуляторных батарей OPzS 490 с номинальной емкостью 490 А/ч, количество элементов – 104 шт.;
- 2) трех выпрямительных агрегатов типа ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4;
- 3) панелей постоянного тока.

Также в пристрое к общеподстанционному пункту управления установлены шкафы ШАВ1.

На рисунке 8.1 представлены установленные на подстанции ВАЗП и панели постоянного тока.



Рисунок 8.1 – Установленные на ПС ВАЗП и панели постоянного тока

На ПС «500 кВ Абаканская» питание оперативных цепей основной и резервных защит воздушных линий электропередачи Д-67, Д-68 и Д-69, а также цепей управления и автоматики выключателем Д-67, Д-68, Д-69

осуществляется от щита постоянного тока через шинки управления 1ШУ, 2ШУ.

Для переключения цепей управления и защиты с первой системы шинок управления на вторую предназначен ключ ПУ – «Выбор цепей управления». Этот ключ является общим для присоединений, управляемых с панели 14У (13У).

Питание оперативных цепей шкафа защит воздушной линии электропередачи Д-67, цепей управления и автоматики выключателем Д-67 подключаются к шинкам управления через автоматы, устанавливаемый на панели 14У.

Питание оперативных цепей шкафа защит воздушных линий электропередачи Д-68 (Д-69), цепей управления и автоматики выключателей Д-67 и Д-69, подключаются к шинкам управления через автоматы, устанавливаемый на панели 13У.

Для обеспечения функционирования электрических подстанций помимо основного оборудования применяют еще дополнительное. Одним из примеров такого устройства являются трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Трансформаторы собственных нужд применяют для понижения характеристик напряжения с целью обеспечения функционирования оборудования на рассматриваемом объекте (в данном случае на ПС «500 кВ Абаканская»), а также для стабилизации установок, расположенных на подстанции.

Электроснабжение переменным током всех потребителей на территории ПС «500 кВ Абаканская» осуществляется от четырех трансформаторов собственных нужд (ТСН-1, ТСН-2, ТСН-3 и ТСН-4).

Электроснабжение трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-3 и ТСН-2, ТСН-4 выполняется от шин распределительного устройства РУСН 10 кВ от первой и второй секции соответственно.

Система заземления представлена типом TN-C-S. В системе TN-C-S питающий кабель имеет 5 жил при трехфазном питании и 3 жилы при однофазном.

Питание потребителей организовано по схеме иерархическая звезда. От щита собственных нужд идут цепи к щиткам, от которых происходит дальнейшая разводка цепей.

Для потребителей собственных нужд обеспечивается резервирование путем обеспечения электроснабжения от разных секций щита собственных нужд (ЩСН), то есть они получают питание от разных ТСН.

Питание цепей внутришкафного освещения в проектируемых шкафах предусмотрено от существующего ЩСН 0,4 кВ с установкой новых автоматических выключателей в распределительном шкафу щита.

Электропитание шкафов предусматривается выполнить кабелем типа ВВГнг(А)-LS 3х6-0,66.

На рисунке 8.2 представлены фотографии щитов собственных нужд подстанции «500 кВ Абаканская».



Рисунок 8.2 – Щиты собственных нужд подстанции «500 кВ Абаканская»

В распределительном шкафу ЩСН предусмотрен автоматический выключатель номинальным током 10 А характеристикой С.

Для того, чтоб соблюдалось условие по невозгораемости, кабели питания на ПС «500 кВ Абаканская» подключаются к шинам 0,4 кВ ЩСН

через промежуточный выключатель номинальным током 16 А
характеристикой D кабелем типа ВВГнг(А)-LS 3х16-0,66.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной ВКР были рассмотрена возможность реконструкции ПС «500 кВ Абаканская».

В процессе проведения реконструкции была произведена замена микропроцессорных устройств защит воздушных линий, отходящих от рассматриваемой подстанции.

Микропроцессорные устройства имеют возможность автоматически собирать и обрабатывать информацию о текущем состоянии оборудования, возможных нарушениях режима работы сети, и регистрировать аварийные ситуации с определением места повреждения. Поэтому, данную возможность целесообразно использовать в целях управления энергосетями, так как это сведет время восстановления энергоснабжения потребителей к минимуму.

В первой главе представлена характеристика объекта ВКР – ПС «500 кВ Абаканская», которая входит в состав Хакасского предприятия магистральных электрических сетей (ПМЭС), которое в свою очередь является филиалом Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). Приведено описание оборудования подстанции и приведено техническое обоснование реконструируемых в рамках данного проекта линий.

Во второй главе «Выбор видов и типа исполнения терминалов РЗА» произведено сравнение устройств двух производителей – НПП «Экра» и НПП «Бреслер». В рамках данного сравнения пришли к выводу, что оба устройства соответствуют предъявляемым требованиям нормативной документации и заказчикам, имеют обширный современный функционал, но устройства НПП «Экра» дороже, поэтому выбор пал на терминалы НПП «Бреслер».

В третьей главе «Расчет токов короткого замыкания» произведен расчет ТКЗ, которые необходимы для выбора высоковольтного оборудования и расчета уставок настройки устройств релейной защиты и автоматики.

В четвертой главе произведен расчет уставок РЗА для дистанционной защиты, токовой защиты нулевой последовательности и междуфазной токовой отсечки.

В пятой главе произведен выбор устройств автоматики и телемеханики.

В шестой главе произведен выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения, на ПС «500 кВ Абаканская» устанавливаются трансформаторы тока типа ТОГФ-220 У1 и трансформаторы напряжения ЗНОГ-220 У1.

В экономическом разделе определено, что суммарная стоимость реконструкции ПС «500 кВ Абаканская» составляет 36117940,8 рублей.

В восьмом разделе рассмотрены системы оперативного тока на подстанции и трансформаторов собственных нужд.

Результатом работы, проведенной в данной ВКР, является приведенный расчёт уставки релейной защиты воздушной линии для выбранных микропроцессорных терминалов РЗА НПП «Бреслер».

Практической значимостью данной работы является обоснование необходимости замены устаревшего как физически, так и морально оборудования ПС «500 кВ Абаканская», что обеспечивает более надежное электроснабжение питающихся от данной подстанции потребителей.

Все результаты, полученные в ходе выполнения данной работы, могут быть применены при реконструкциях других объектов электроэнергетической системы Российской Федерации.

Выпускная квалификационная работа выполнена в полном объеме.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ - воздушная линия электропередачи

ЗРУ - закрытое распределительное устройство

ОРУ - открытое распределительное устройство

КЗ - короткое замыкание

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами

АРПТ - автоматика разгрузки при перегрузке по току

ЕНЭС - Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть

МК - микропроцессоры

ПУЭ - правила устройств электроустановки

ПМЭС - предприятие магистральных электрических сетей

ПТК ССПИ - Программно-технический комплекс системы сбора и передачи информации подстанции.

РЗиА - релейная защита и автоматика

СОПТ - система оперативного постоянного тока

ТО - токовая отсечка

Т/АТ - трансформатор/автотрансформатор

ТТ - трансформатор тока

УРОВ - устройство резервирования при отказе выключателя

ЭЭС - электроэнергетическая система

ПС - подстанция

РАС - регистратор аварийных событий

ОМП - определение места повреждения

ДЗ - дистанционная защита

ТНЗНП - токовая направленная защита нулевой последовательности

ЗНФ - защита от непереключения фаз выключателя

ЗНФР - защита от неполнофазного режима

КСЗ - комплекс ступенчатых защит

ЩПТ - щит постоянного тока

ТСН - трансформатор собственных нужд

ЩСН - щит собственных нужд

ЩПТ - щит постоянного тока

АПВ - автоматическое повторное включение

РДУ - региональное диспетчерское управление

ДЗШТ - дифференциальная защита шин

КСЗ - комплекс ступенчатых защит

ВН - высшее напряжение

ЕЭС - Единая энергетическая система

НН - низшее напряжение

ТП - трансформаторная подстанция

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. – 7-е изд. // Министерство Энергетики РФ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 513с.
2. Чернобровов Н. В. Релейная защита / Н. В. Чернобровов. – М.: Энергия, 1974. – 680 с
3. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы : приказ Минэнерго России от 28.02.2018 г. № 121 // Минэнерго России. – 2018. – 28 фев.
4. СТО 56947007–29.240.10.248–2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). – Взамен СТО 56947007–29.240.10.028–2009; дата введ. 25.08.2017. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.
5. Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики: приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г. №57 // ОАО РАО «ЕЭС России». – 2008. – 11 фев.
6. ГОСТ Р 57114-2016. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.
7. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: монография / М. А. Шабад. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
8. Шуйн, В. А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В. А. Шуйн, А. В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.

9. ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

10. ОРУ 220 кВ. Открытое распределительное устройство [Электронный ресурс [Решения ТЭС \(tes.ru\)](#)].

11. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

12. ГОСТ 32137-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний.

13. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки: учеб. пособие / О. Г. Захаров. – М.: Инфра-И, 2018. – 128 с.

14. Гуревич, В. И. Микропроцессорные реле защиты: новые перспективы или новые проблемы? / В. И. Гуревич // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 15–17.

15. Гуревич, В. И. Как нам обустроить релейную защиту: мнения российских специалистов и взгляд со стороны / В. И. Гуревич // Вести в электроэнергетике. – 2007. – № 2. – С. 31–34.

16. СТО 34.01–4.1–005–2017 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса. – Введ. впервые; дата введ. 19.09.2017. – Москва: ПАО «Россети», 2017. – 152 с.

17. СТО 34.01–30.1–001–2016 Порядок применения электрозащитных средств в электросетевом комплексе ПАО «Россети». Требования к эксплуатации и испытаниям. – Введ. впервые; дата введ. 11.08.2016. – Москва: ПАО «Россети», 2016. – 134 с.

18. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев – М.: Высшая школа, 1991. – 467 с.
19. Овчаренко Н. И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика линий электропередачи ВН и СВН. Часть 1 / Н. И. Овчаренко – М.: НТФ «Прогресс», 2007. – 52 с.
20. Методика расчёта уставок РЗиА на базе шкафов производства НПП «Бреслер» [Текст] – Чебоксары.: НПП «Бреслер» – 198 с.
21. Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию: учебное пособие для студентов ВУЗов. / И. И. Алиев – Изд. 2-е., доп. – М.: Высшая школа, 2000. – 255 с.
22. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты [Текст] / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 375с.
23. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита [Текст] / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
24. . Гаврилов К. Л. Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Текст] / К. Л. Гаврилов. – М.: Альвис, 2012. – 640 с.
25. ГОСТ 24.701-86 Группа П87. Межгосударственный стандарт. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления Основные положения. Unified system of standards of computer control systems. Dependability of computer control systems. General positions МКС 35.240 ОКСТУ 0024 Дата введения 1987-07-01.
26. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст] / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
27. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: уч. пособие для вузов / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
28. Методика расчёта уставок РЗиА на базе шкафов производства НПП «ЭКРА» [Текст] – Чебоксары.: НПП «Экра» – 226 с.
29. ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.

30. Васильев А.А. Электрическая часть станции и подстанции. – М.: Энергия, 1980.

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А. В. Коловский
подпись инициалы, фамилия
« 02 » Июль 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция системы РЗА в ОРУ 220 кВ ПС «Абаканская-500»
тема

Руководитель Е.В. Платонова доцент, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень
Выпускник Я.А. Ерлинская
подпись, дата
Нормоконтролер И.А. Кычакова
подпись, дата

Е.В. Платонова
инициалы, фамилия
Я.А. Ерлинская
инициалы, фамилия
И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2022