

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 19 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование защиты и автоматики линии напряжением 110 кВ,
питающей подстанцию Чныррах в Хабаровском крае

Исполнитель
студент группы 542 об 1

 13.06.2019
подпись, дата

Е.В. Чистяков

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук

 13.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

 18.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 01 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Чистякова Егора Вадимовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование защиты и автоматики линии напряжением 110 кВ, питающей подстанцию Чныррах в Хабаровском крае
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759 уч)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейные схемы сети, расчетные значения токов КЗ, данные контрольных замеров
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Анализ района, расчет уставок релейной защиты, выбор автоматики.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 19 рисунков;
таблицы - 12;
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности
А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., к.т.н., проф.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 88с., 19 рисунков, 12 таблицы, 25 источников.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ,
НАДЕЖНОСТЬ, ЗАЩИТА, ЛИНИЯ, АВТОМАТИКА

Данная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности 13.02.03 – «Электроэнергетика и электротехника». В основу проекта положено рассмотрение таких вопросов, как: релейная защита и автоматика, электромагнитные переходные процессы, электрическая часть станций и подстанций, надежность, электробезопасность, экономика, и другие.

#

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|-----|
| Введение | 7# |
| 1.1 Характеристика района электроснабжения | 9# |
| 1.2 Климатические характеристика района подключаемого объекта | 10# |
| 1.3 Характеристика источников питания | 11# |
| 1.4 Сведения о проектируемом участке | 12# |
| 2 Расчет токов короткого замыкания | 14# |
| 2.1 Общие положения | 14# |
| 2.2 Параметры и элементы схемы замещения | 16# |
| 2.3 Расчет токов КЗ | 19# |
| 2.3.1 Расчет токов $I_{(3)}$, $I_{(2)}$ кз в начальный момент времени | 20# |
| 2.3.2 Расчет токов кз нулевой последовательности | 22# |
| 3 Выбор оборудования | 23# |
| 3.1 Выбор сечений проводов ВЛ | 24# |
| 3.2 Выбор силовых трансформаторов | 26# |
| 3.3 Выбор выключателей | 27# |
| 3.4 Выбор разъединителей | 29# |
| 3.5 Выбор трансформаторов тока | 30# |
| 3.6 Выбор трансформаторов напряжения | 34# |
| 3.7 Выбор ОПН на ОРУ 110 кВ | 36# |
| 4 Релейная защита | 41# |
| 4.1 Требования к РЗиА ЛЭП 110 кВ | 41# |
| 4.2 Дистанционная защита линии | 47# |
| 4.3 Токовая защита нулевой последовательности | 51# |
| 4.4 Расчет токовой отсечки | 53# |
| 4.6 Устройство резервирования при отказе выключателя | 55# |
| 4.7 Автоматическое повторное включение | 56# |
| 5 Оценка экономической эффективности | 58# |
| 5.1 Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базе | 58# |

| | |
|---|-----|
| 5.2 Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты | 59# |
| 5.3 Капиталовложения в реализацию проекта | 62# |
| 5.4 Расчет эксплуатационных издержек | 63# |
| 5.5 Расчет амортизационных издержек | 64# |
| 5.6 Возмещение затрат на электроэнергию | 65# |
| 5.7 Прочие расходы | 66# |
| 5.8 Расчет ущерба | 66# |
| 5.9 Чистый дисконтированный доход | 70# |
| 6 Безопасность и экологичность | 74# |
| 6.1 Безопасность | 74# |
| 6.2. Экологичность | 76# |
| 6.3 Элегаз | 80# |
| 6.4 Чрезвычайные ситуации | 82# |
| Заключение | 85# |
| Библиографический список | 86# |

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

РЗ – релейная защита;

КЗ – короткое замыкание;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АВР – автоматический ввод резерва;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ПС – подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

КС – конденсатор связи;

ОПН – ограничитель перенапряжений;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

СЗЗ – санитарно-защитная зона.

ВВЕДЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование воздушной линии электропередачи питающей ПС 110 кВ Чныррах.

Площадка «Чныррах» является одним из объектов ТОР «Николаевск».

Специализация ТОР «Николаевск», созданной в 2017 году — предприятия горнодобывающие и по переработки рыбы. Все это требует больших энергозатрат и надежного энергоснабжения, поэтому создание единой энергосистемы на территории района – важная задача.

ЦЭРЭС Хабаровского края является дефицитным по активной мощности и по реактивной мощности как в летний, так и в зимний период.

В рамках развития электроснабжения Хабаровского края запланировано технологическое присоединение ПС 110 кВ Чныррах и ПС 35 кВ Оремиф к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации.

Реализация данного проекта позволит обеспечить надежное электроснабжение.

Актуальность выпускной квалификационной работы обусловлена тем, что на данной территории проходит активное развитие предприятий по переработки рыбной продукции. Поэтому для данных объектов необходима высокая надежность и качество электроснабжения.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ питающей ПС Чныррах, участка соединяющего площадку «Чныррах» с модулем отпайки 110 кВ имеющем присоединение к воздушным линиям электропередачи соединяющей Николаевскую ТЭЦ и ПС Белая Гора, а так же Николаевская ТЭЦ и Многовершинная.

Задачами данной ВКР являются обеспечение надежного, бесперебойного электроснабжения потребителей.

В результате реализации мер ВКР появится возможность передачи электроэнергии в зоны интенсивной застройки, где ощущается дефицит трансформаторной мощности подстанций и пропускной способности существующих сетей.

Проектирование воздушной линии 110 кВ выполняется в соответствии с ПУЭ, строительными нормами и правилами (СНиП), а также указаниями и рекомендациями инструкций, руководящих указаний действующих директивных документов, относящихся к проектированию, сооружению и эксплуатации ПС.

В данной пояснительной записке разработаны конструктивные решения в исполнении релейной защиты и автоматизации на проектируемом участке, а также произведен расчет токов КЗ.

Проект был разработан с использованием операционной системы Windows 10 и приложений: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г., Microsoft Office Excel 2016 г., MathType 5.0 Equation, Mathcad 15.0.

1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ УЧАСТКЕ

1.1 Характеристика района электроснабжения

Хабаровский край входит в состав Дальневосточного федерального округа. На юге она граничит с Китаем, на юго-западе - с Еврейской автономной областью, а так же на западе - с Амурской областью, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и Магаданской областью и на юго-востоке - с Приморским краем. С севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока - Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные - Шантарские. Общая протяжённость береговой линии - около 2500 км, включая острова - 3390 км. Климат Хабаровского края - муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом и богатую природно-ресурсную базу.

По площади территории (787,6 тыс. км²) край занимает 2 место среди регионов Дальневосточного федерального округа и 3 место среди регионов России (4,6% территории России). Численность населения на начало 2019 г. составила 1321,5 тыс. человек.

Административным центром Хабаровского края является г. Хабаровск с численностью населения 618,2 тыс. человек. На 1 января 2018 года в состав Хабаровского края входили 2 городских округов и 17 муниципальных районов.

Наиболее крупными городами (с численностью населения более 30 тыс. человек) являются: Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре, Амурск.

Хабаровский край имеет важное геополитическое значение на юге страны: она имеет протяженную границу с Китаем и относительно близко расположена к странам Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) - Корее и Японии.

В связи с этим экономическая деятельность края сильно ориентирована на внешнюю торговлю: она имеет торговые связи с 57 государствами и наиболее тесные с Китаем.

В настоящее время край специализируется на машиностроение и металлообработки: океанские и речные суда (АО «Амурский судостроительный завод»), самолёты, металлорежущие станки, литейные машины. Чёрная металлургия: прокат чёрных металлов, сталь (АО «Амурметалл»). Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность: деловая древесина, фанера, ДСП. Горнодобывающая промышленность: уголь, руда цветных металлов, оловянный и медный концентраты (АО «Солнечный горнообогатительный комбинат»). Химическая: заводы — сернокислотный, кислородный, шиноремонтный, синтетических моющих средств, химико-фармацевтический, гидролизный и биохимический. Рыбная (АО «Морские ресурсы»), а также пищевая и лёгкая промышленность.

1.2 Климатическая характеристика района подключаемого объекта

Климат Хабаровского края переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Все факторы климатообразования — солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы — взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории.

Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам.

На площадке «Чныррах» средняя температура января $-22,3$ °С.

Годовое количество осадков в крае: в северных районах колеблется от

400 до 600 мм, а на равнинных и восточных склонах хребтов составляет от 600 мм до 800 мм.

Для всего края характерен летний максимум осадков. За июнь, июль и август может выпасть до 80 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Основные климатические характеристики района:

район по ветру – III;

нормативная скорость ветра – 3,5 м/сек;

район по гололеду 25 летней повторяемости – II;

глубина промерзания грунта – 1,9 – 2,8 м;

нормативная стенка гололеда – 10 мм;

годовое количество осадков – 660 мм;

низшая температура воздуха – - 47,2 С°;

средняя из абсолютных минимумов температура воздуха - -23,5 С°;

число грозочасов в год – 49;

высшая температура воздуха – +34,1С°;

район по ветровому давлению – III (650 Па);

район по среднегодовой продолжительности гроз в часах 40-60.

1.3 Характеристика источников питания

Николаевская ТЭЦ – тепловая электростанция в городе Николаевск-на-Амуре (Хабаровский край). Основной и единственный источник электро- и теплоснабжения в изолированном от единой энергосистемы.

Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Хабаровская генерация».

В 1961 году было начато проектирование Николаевской ТЭЦ мощностью 24 МВт, строительство станции начали в 1967 году. В процессе строительства станцию перепроектировали с уральского угля на мазут. Первый турбоагрегат

был пущен в апреле 1973 года, в 1975 году строительство первой очереди Николаевской ТЭЦ было завершено. В 1978 году было начато строительство второй очереди станции, первый турбоагрегат второй очереди был пущен в 1983 году, строительство завершили в 1990 году. В 2008 три из шести котлов станции были переведены на сжигание природного газа, что позволило значительно улучшить экономические и экологические характеристики ТЭЦ. С образованием в 1993 году ОАО «Хабаровскэнерго», Николаевская ТЭЦ вошла в его состав. С 2007 года Николаевская ТЭЦ является структурным подразделением филиала «Хабаровская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Николаевская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 130,6 МВт, установленная тепловая мощность — 321,2 Гкал/час.

Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением 40 кгс/см² и температурой 440°С (турбоагрегаты № 1 и 2, котлы БКЗ-75-39ФБ) и с давлением 100 кгс/см² и температурой 540°С (турбоагрегаты № 3 и 4, котлы БКЗ-160-100ГМ). В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений и мазут (3 котла).

В данной выпускной квалификационной работе источником питания будет непосредственно Николаевская ТЭЦ.

1.4 Сведения о проектируемом участке

Проектируемый участок воздушной линии электропередачи будет соединять модуль отпайки и ПС Чныррах. Класс напряжения данного участка линии электропередачи 110 кВ. Протяженность проектируемого участка составляет 18 километров.

Максимальная мощность передаваемая по данному участку линии составляет 14,2 МВт, в том числе: на площадке «Чныррах» - 8,7 МВт, на площадке «Оремиф» - 5,5 МВт.

Категория надежности электроснабжения – 2.

В следствии установленной категории надежности электроснабжения, питание ПС Чныррах осуществляется по двухцепной линии электропередачи 110 кВ. Максимальная пропускная способность воздушной линии электропередачи на класс напряжение 110 кВ принято считать 50 МВт.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Общие положения

Коротким замыканием в электрической сети называется всякое не предусмотренное нормальным режимом работы замыкание между фазами, а в сетях, работающих с глухозаземленными нейтралью, также замыкание одной или двух фаз на землю или на нулевой провод, если сеть четырехпроводная [10].

Замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции.

Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными. Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

Чем опасны короткие замыкания:

- нарушается нормальный режим работы электрической сети и ее потребителей из-за понижения напряжения; это особенно опасно для электрических машин (генераторов и электродвигателей);

- увеличиваются значения токов, что может вызвать перегрев электрооборудования и токоведущих частей выше допустимого и привести к дополнительным повреждениям оборудования и коммутационной аппаратуры;

- токи короткого замыкания вызывают большие динамические усилия,

особенно в первый момент КЗ, что также приводит к дополнительным повреждениям токоведущих частей и их креплений.

Обычно при КЗ возникает переходное сопротивление, состоящее из сопротивления электрической дуги, сопротивления шин, контактов и других элементов, по которым ток КЗ протекает к месту КЗ от одной фазы к другой, либо на землю. Точно рассчитать значение переходного сопротивления в месте КЗ практически невозможно.

В некоторых случаях переходное сопротивление в месте КЗ настолько мало, что им можно пренебречь. Такие короткие замыкания называются "металлическими". При металлических коротких замыканиях токи при прочих равных условиях всегда больше, чем при наличии переходного сопротивления в месте КЗ, поэтому расчет уставок релейной защиты ведется только при металлических КЗ.

2.2 Параметры и элементы схемы замещения

Для расчета токов короткого замыкания нужно составить схемы замещения. При определении параметров учитывать только индуктивные сопротивления отдельных элементов. Если по какому-либо элементу ток при КЗ не протекает — он исключается из схемы замещения. Все сопротивления схем нумеруются

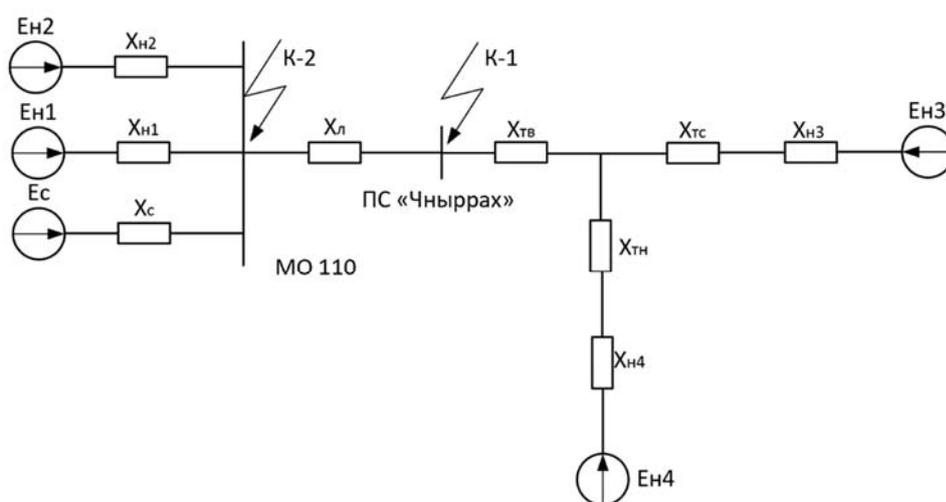


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета короткого замыкания

В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивления, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно небольшой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивления линии $R_{л}$ и $X_{л}$, активную и емкостную проводимости линии $G_{л}$ и $B_{л}$.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300 - 400 км обычно представляются П-образной схемой замещения (рис.2).

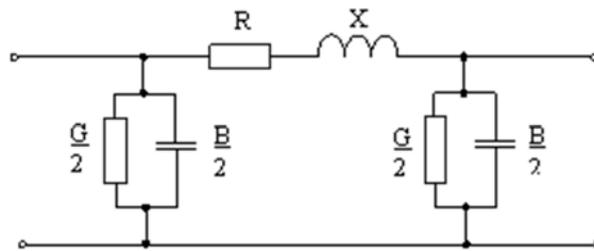


Рисунок 2 – П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$R_{л} = r_0 \cdot L, \quad (1)$$

$$R_{л} = 0.198 \cdot 18 = 3.564 \text{ Ом}$$

где r_0 - удельное сопротивление, Ом/км, при температуре провода $+20^{\circ}\text{C}$;

L - длина линии, км.

Удельное сопротивление r_0 определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения. При температуре провода, отличной от 20°C , сопротивление линии уточняется.

Реактивное сопротивление определяется следующим образом:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (2)$$

$$X_{л} = 0.42 \cdot 18 = 7.56 \text{ Ом}$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Для АС 150/24 $r_0 = 0,198$, $x_0 = 0,42$

Для нахождения сопротивления системы воспользуемся следующей формулой:

$$X_c = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_K} \quad (3)$$

$$X_c = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4} = 15.877 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость линии $B_{л}$ обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод - земля и определяется следующим образом:

$$B_{л} = b_0 \cdot L, \quad (4)$$

$$B_{л} = 0.0027 \cdot 18 = 0.486$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по справочным таблицам

Найдем емкостное сопротивление:

$$X_e = \frac{2}{B_{л}} \quad (5)$$

$$X_e = \frac{2}{0.468} = 4.115$$

Все расчеты сделаны в приложении. Полученные результаты расчета сведем в таблицу.

Таблица 1 – Расчет схемы замещения

| Величина | Расчетное значение, Ом |
|----------|------------------------|
| $R_{л}$ | 3,564 |
| $X_{л}$ | 7,56 |
| $X_{с}$ | 15,877 |
| $X_{н1}$ | 35,283 |
| $X_{н2}$ | 31,754 |
| $X_{с}$ | 4,115 |
| $X_{н3}$ | 229,293 |
| $X_{н4}$ | 6059,89 |

2.3 Расчет токов КЗ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

К таким допущениям относятся следующие: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ; не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи; пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов; не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой

цепи на землю; считают, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно; при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a . Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

2.3.1 Расчет токов $I_{(3)}$, $I_{(2)}$ кз в начальный момент времени

Расчет токов КЗ можно произвести несколькими способами, непосредственно сворачивая схему по законам последовательного и параллельного сложения ветвей, приближая ток кз непосредственно к шинам, либо произвести расчет на основе токов текущих от источников питания.

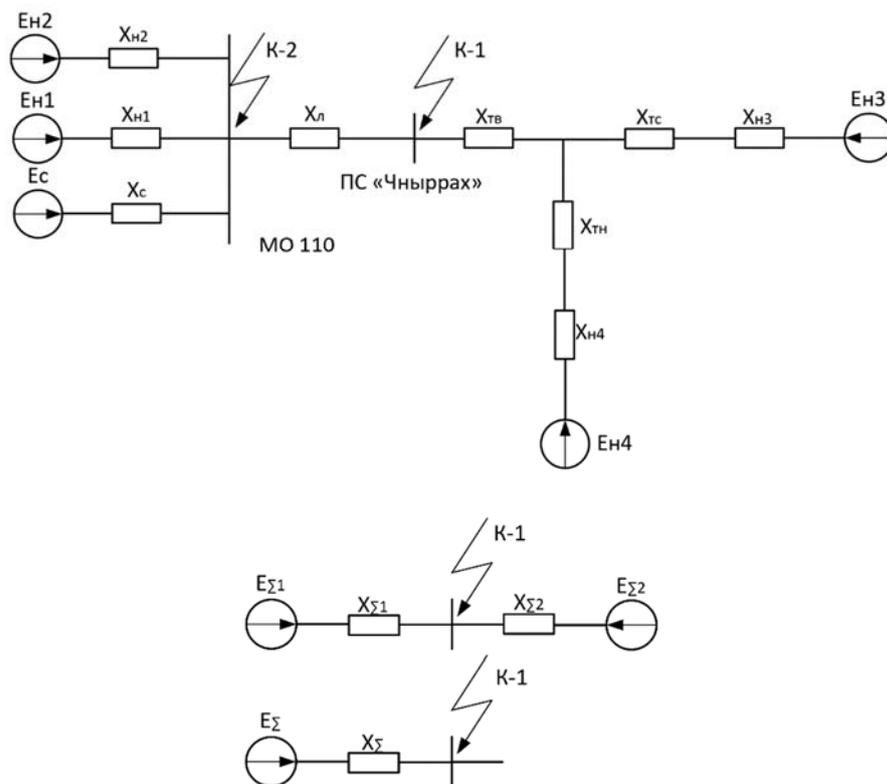


Рисунок 3 – Процесс сворачивания схемы замещения к точке К1

Произведем расчет при помощи $Z_{экв}$ с учетом токов подтекающих с источника питания.

Данные о подтекающих токах короткого замыкания были взяты на предприятии во время прохождения преддипломной практики.

Сопротивление системы:

$$Z_{\text{сис}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}_{\text{НТЭЦ-МО}}} \quad (6)$$

$$Z_{\text{сис}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4} = 15.877 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени на модуле отпайки с учетом подтеканий токов системы и нагрузки. Подробный расчет представлен в приложении.

$$I_{(3)\text{МО}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{экв1}}} \quad (7)$$

$$I_{(3)\text{МО}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 15.702} = 4.045 \text{ кА}$$

Определим подтекание токов КЗ со стороны нагрузки к подстанции Чныррах

$$I_{(3)\text{Чныррах}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{экв2}}} \quad (8)$$

$$I_{(3)\text{Чныррах}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 15.702} = 4.045 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции Чныррах в точке К1 в начальный момент времени:

$$I_{(3)\text{К1}} = I_{(3)\text{Чныррах}} + I_{(3)\text{МО}} \quad (9)$$

$$I_{(3)\text{К1}} = 4.045 + 0.205 = 4.25 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ в начальный момент времени на шинах подстанций Чныррах

$$I_{(2)КЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{(3)КЗ} \quad (10)$$

$$I_{(2)К1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.25 = 3.68 \text{ кА}$$

2.3.2 Расчет токов кз нулевой последовательности

Для расчета тока нулевой последовательности необходимо составить и свернуть схему замещения нулевой последовательности.

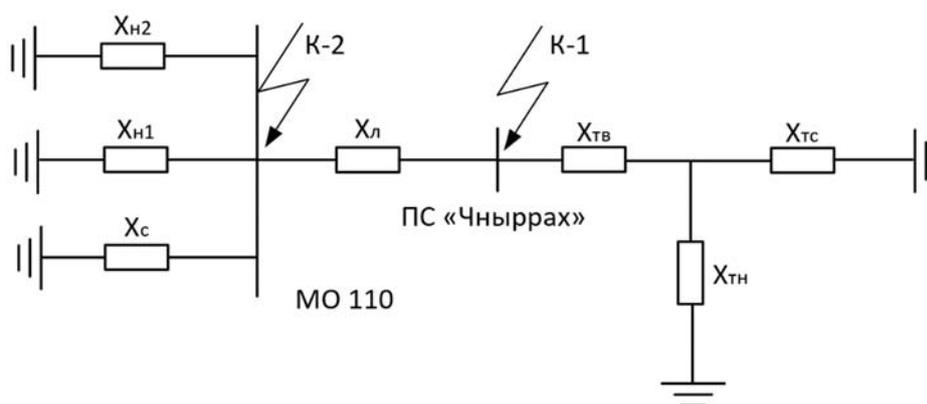


Рисунок 4 – Схема замещения нулевой последовательности

Результаты расчета сведены в таблицу 2. Подробно расчет представлен в приложении.

Таблица № 2 - Токи КЗ результат расчета

| Тип замыкания | короткого | на Модуле отпайки 110кВ,кА | на шинах 110кВ подстанции Чныррах, кА |
|----------------|-----------|----------------------------|---------------------------------------|
| $I_{КЗ}^{(3)}$ | | 8 | 4.25 |
| $I_{КЗ}^{(2)}$ | | 6.93 | 3.68 |
| $I_{КЗ}^{(1)}$ | | 9.17 | 2.84 |

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Данный дипломный проект предусматривает проектирование защиты и автоматики линии электропередачи питающей подстанцию Чныррах, путем присоединения к сети с помощью модуля отпайки. Общий вид модуля отпайки представлен на рисунке 5 с подписью основных элементов, составляющих модуль отпайки 110 кВ.

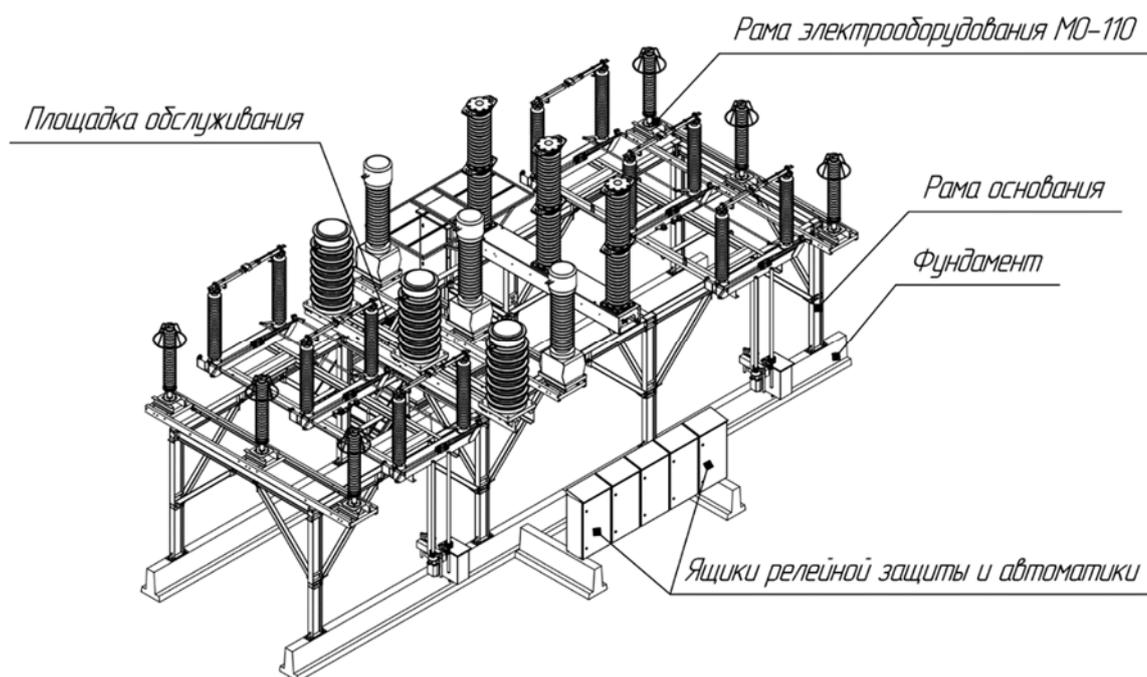


Рисунок 5 – Общий вид МО-110

Главная электрическая схема модуля отпайки 110 кВ представлена на рисунке 6.

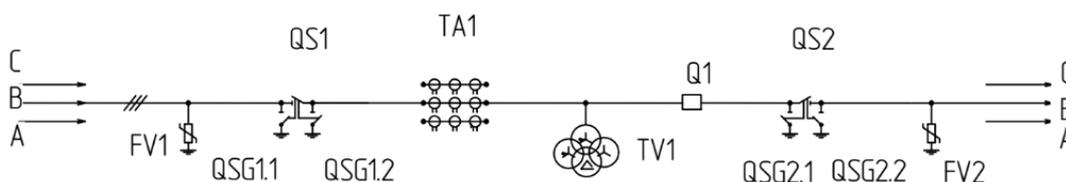


Рисунок 6 – Главная электрическая схема МО-110

Модуль отпайки 110 кВ включает в себя:

ограничители перенапряжения ОПН-110 (FV1, FV2);
разъединитель трехполюсный 110 кВ (QS1, QS2);
трансформатор тока (ТА1);
трансформатор напряжения (ТВ1);
вакуумный выключатель (Q1);
заземляющие ножи разъединителя (QSG).

3.1 Выбор сечений проводов ВЛ

На сегодняшний день на участке ВЛ, питающей подстанцию Чныррах, устанавливается провод АС-150.

Сечение проводов ВЛ 110 кВ должно выбираться по токовым экономическим интервалам с учетом длительно-допустимых токов.

Расчётная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (11)$$

Где $I_{нб}$ – ток, определяемый для линий сети из расчёта режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии $T_{нб}$ и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы K_m .

Ток в линии:

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\phi}}, \quad (12)$$

где S_{max} – максимальная мощность, передаваемая по линии, МВА;

U – напряжение на линии, кВ;

$n_{\text{ц}}$ – число цепей линии.

Введение коэффициента α_i вытекает из учета фактора разновременности в технико-экономических расчетах. Обычно значение α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент $\alpha_{T=1}$

Максимальный ток в линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (13)$$

где P_{max} , Q_{max} – потоки максимальной активной и максимальной реактивной мощности протекающих по линии;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии.

Расчетный ток на участке МО-Чныррах:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{14.2^2 + 7.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 42 \text{ А.}$$

$$I_p = 1.05 \cdot 42 \cdot 1 = 44.1 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{\text{р.па}} \leq I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$$

где $I_{\text{р.па}}$ - расчетный ток в послеаварийном режиме.

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{na} = \frac{\sqrt{14.2^2 + 7.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83.3 \text{ А.}$$

Провод марки АС-150/24 удовлетворяет условиям.

Предельная экономическая нагрузка на одну цепь 195 А. Длительно-допустимый ток для выбранного провода составляет 450 А.

По предельной экономической нагрузке а так же по длительно-допустимому току провод АС-150 может быть применен на данном участке.

3.2 Выбор силовых трансформаторов

На подстанции Чныррах для надежного электроснабжения устанавливаем по два трансформатора, мощность которых должна соответствовать условию $S_{\text{тр.ном}} \geq S_p$ [34].

Мощность трансформатора находится по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot K_{\text{опт}}}, \quad (14)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

S_p – расчётная мощность трансформатора;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов;

$K_{\text{опт}} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки.

После выбора трансформаторов, необходимо произвести проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и аварийном режимах.

$$K_{\text{загр}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}}; \quad (15)$$

$K_{п.а}$ -коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{п.а} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{S_{гр.ном}}, \quad (16)$$

Проведем расчет для разработанного варианта сети.

Расчётная мощность трансформатора для ПС:

$$S_p = \frac{\sqrt{14.2^2 + 7.1^2}}{2 \cdot 0,7} = 11.34 \text{ МВА.}$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и в аварийном режиме должны находиться в следующих пределах:

$$K_{загр} \leq 0,75; \quad K_{п.а} \leq 1,4.$$

$$K_{загр} = \frac{\sqrt{14.2^2 + 7.1^2}}{2 \cdot 16} = 0.496;$$

$$K_{п.а} = \frac{\sqrt{14.2^2 + 7.1^2}}{16} = 0.992.$$

Коэффициенты загрузки во всех режимах работы лежат в допустимых пределах.

Выбираем трансформаторы ТДТН –16000/110/35/6.

3.3 Выбор выключателей

Допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

1) по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (17)$$

2) по длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (18)$$

3) по отключающей способности

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл ном}}, \quad (19)$$

На высокой стороне выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-110/40/2000У1. Расчет представлен в приложении. Проведем проверку по термической устойчивости выключателя [10]:

$$W_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{защ}} + T_a), \quad (20)$$

где $t_{\text{защ}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{защ}}=0.045$ с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. ($T_a=0.025$ с)

$$W_k = 4.48 \text{ кА}^2\text{с}$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{откл}}, \quad (21)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 0,45$. [6]

$$i_{аном} = 25,456 \text{ кА}$$

Таблица 3 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_{pMAX} = 83 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $i_{СКВ} = 102 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 28 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{СКВ}$ |
| $B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 5 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{пт} = 4 \text{ кА}$ | $I_{пт} \leq I_{отклном}$ |
| $I_{аном} = 25,5 \text{ кА}$ | $I_{ат} = 12 \text{ кА}$ | $I_{ат} \leq i_{аном}$ |

3.4 Выбор разъединителей

Разъединитель — контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей. Выбираем разъединители типа РНДЗ. Сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 4

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 1000 \text{ А}$ | $I_{p,max} = 83 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 28 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{СКВ}$ |
| $B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 5 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

3.5 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0.5, 0.2, 0.2S.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А или 1А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (22)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}, \quad I_{мах} \leq I_{1ном} \quad (23)$$

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

-по конструкции и классу точности;

-по электродинамической стойкости

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}, \quad (24)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная равна 8; [10]

$I_{1НОМ}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

по термической стойкости

$$B_K \leq (K_T \cdot I_{1НОМ})^2 t_T, \quad (25)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (26)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности. ($Z_{2НОМ} = 1.2 \text{ Ом}$)

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$

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

$$r_2 = r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K \quad (27)$$

Перед непосредственным выбором трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым.. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выбор измерительных приборов на ОРУ 110 кВ приведен в таблице 10.

На стороне 110 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение тока в одной из фаз ВЛ.

Таблица 5 – Измерительные приборы и приборы учета

| Тип | Прибор | Нагрузка, ВА |
|--------------------|----------------------------|--------------|
| | | А |
| Э-335 | Амперметр | 1,5 |
| Д-335 | Ваттметр | 0,5 |
| Д-335 | Варметр | 0,5 |
| А2Д – 3 – АL – С2Т | Счетчик активной энергии | 2,5 |
| А2Д – 3 – АL – С2Т | Счетчик реактивной энергии | 2,5 |
| | Итого | 7,5 |

Выберем марку трансформатора тока ТОГФ-110-0.2/5Р-100/5 УХЛ1, с данными:

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (28)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{7.5}{25} = 0.3 \text{ Ом};$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (29)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом};$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot L}{r_{\text{пр}}}, \quad (30)$$

$$S = \frac{0.0289 \cdot 90}{0.8} = 3.25 \text{ мм}^2;$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия $\rho = 0,0289$;

L – длина соединительных проводов ($L = 90$ м), зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 6.

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 .

Таблица 6 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

| $U_n, \text{ кВ}$ | $L, \text{ м}$ |
|-------------------|----------------|
| 6 | 6 |
| 110 | 80-100 |
| 220 | 100-140 |

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 1.05 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 7.

Таблица 7 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| $U_n = 110 \text{ кВ}$ | $U_n = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_n$ |
| $I_n = 100 \text{ А}$ | $I_p = 83 \text{ А}$ | $I_p \leq I_n$ |
| $Z_n = 1.2 \text{ Ом}$ | $Z_{\text{нр}} = 1.05 \text{ Ом}$ | $Z_{\text{нр}} \leq Z_n$ |
| $B_k = 1588 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 5 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 28 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$ |

3.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

-по конструкции и схеме соединения;

-по классу точности;

-по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А .

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} \quad (31)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

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

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 8

Таблица 8 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

| Условия выбора | Параметр |
|--------------------------------|--|
| 1 | 2 |
| $U_{ном} \geq U_{раб}$ | Напряжение |
| $\Delta U_{дон} \leq \Delta U$ | Класс точности |
| $S_{2Н} \geq S_{2расч}$ | Номинальная мощность вторичной цепи, ВА |

Вторичные нагрузка ТН отображена в таблице 9

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Собмотки, ВА | Число обмоток прибора | sin | cos | P,Вт | Q,Вар |
|--------------------------|----------|---------------------|--------------|-----------------------|-------|------|------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Ввод | | | | | | | | |
| Вольтметр | Э-335 | 3 | 2 | 1 | 0 | 1 | 6 | 0 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 3 | 10 | 1 | 0 | 1 | 30 | 0 |
| Частотомер | Н-397 | 2 | 7 | 1 | 0 | 1 | 14 | 0 |
| От линий | | | | | | | | |
| Ваттметр | Д-335 | 4 | 0,5 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| Варметр | Д-304 | 4 | 0,5 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| Счетчик АЭ | СА3-И674 | 4 | 2,5 | 1 | 0,925 | 0,38 | 1,9 | 4,62 |
| Счетчик РЭ | СР4-И676 | 4 | 2,5 | 1 | 0,925 | 0,38 | 1,9 | 4,62 |
| Амперметр | Э-335 | 1 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |

| | | | | | | | | |
|--------------------------|-------|---|----|---|---|---|-------|-------|
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 4 | 10 | 1 | 0 | 1 | 40 | 0 |
| Сумма | | | | | | | 97,56 | 11,09 |

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{97,56^2 + 11,09^2} = 98,1 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 10.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1

Таблица 10- Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---------------------------|------------------------|-------------------|
| $U_{HT} = 110 \text{ кВ}$ | $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_{HT} \geq U_H$ |
| $S_H = 560 \text{ ВА}$ | $S_P = 98 \text{ ВА}$ | $S_H \geq S_P$ |

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.7 Выбор ОПН на ОРУ 110 кВ

В настоящее время в Российской Федерации, а также практически во всех технических развитых зарубежных странах мира прекращено производство вентильных разрядников, являющихся до последнего времени основным средством защиты от перенапряжений. Однако последние обладают рядом недостатков, основными из которых являются:

1) обладают высоким импульсным пробивным напряжением U_{IP} и высоким остающимся напряжением при токах 3, 5 и 10 кА, вследствие чего

уровень неограниченных перенапряжений достаточно высок (так, например, для сетей 220 кВ $U_{\text{ПР}} = (3 \div 3,3)U_{\text{ФН}}$, для различных групп разрядников по ГОСТ 16357-83);

2) имеют ограниченную пропускную способность, что заставляет отстроить эти защитные аппараты от большинства внутренних перенапряжений, обладающих большой запасенной электромагнитной энергией;

3) после 20 – 25 лет эксплуатации разрядники несколько (до 20÷25%) повышают свои вольтамперные и вольтсекундные характеристики, что в итоге в значительной степени ухудшает защиту электрооборудования от перенапряжений;

4) при срабатывании вблизи индуктивных элементов (силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, трансформаторов напряжения) вызывают в их обмотках градиентные (продольные) перенапряжения, опасные для изоляции;

5) из – за наличия искровых промежутков и шунтирующих сопротивлений обладают большими массо – габаритными характеристиками, что связано с серьезными затратами при транспортировке и монтаже (особенно в слабоосвоенных северных районах страны).

Необоснованный выбор характеристик ОПН, их неправильная эксплуатация могут привести к повреждению самих защитных аппаратов, вызвать серьезные аварии в энергосистемах и электрических сетях промышленных предприятий.

Нелинейные ограничители перенапряжений в отличие от вентильных разрядников, не имеют искровых промежутков и непосредственно подключаются к защищаемому объекту. Это достигается благодаря применению в них оксидно-цинковых варисторов, обладающих высоконелинейной вольтамперной характеристикой (коэффициент нелинейности α в зависимости $U = AI^\alpha$ приблизительно равен 0,03 – 0,04) и

достаточно высокой пропускной способностью. По упомянутой причине в ряде стран ОПН называются вентильными разрядниками без искровых промежутков.

В нормальном режиме через ограничители перенапряжений, находящихся под рабочим напряжением, течет ток от долей миллиампера до нескольких миллиампер в зависимости от номинального напряжения защищаемого объекта, характеристик варисторов и конструкции аппарата. При этом его внутреннее сопротивление находится в пределах от десятков до сотен мегаом. Однако при появлении перенапряжений в течение наносекунд внутреннее сопротивление аппарата снижается на несколько порядков, а ток через ОПН возрастает в $10^6 \div 10^7$ раз. В итоге защитный аппарат рассеивает электромагнитную энергию переходного процесса в окружающую среду и ограничители глубоко ограничивают перенапряжения, независимо от природы их возникновения.

Ограничители перенапряжений могут быть подключены:

- между токоведущими частями и землей, например, между вводами силовых трансформаторов и землей;
- в нейтрали силовых трансформаторов 110, 150 и 220 кВ;
- в нейтрали четырехлучевых шунтирующих реакторов;
- на опорах линий электропередачи в особых случаях, например, в гололедоопасных участках, где применение грозозащитных тросов нецелесообразно;
- между фазами электрооборудования и линий, например, между фазами распред устройства с уменьшенными относительно общепринятых междуфазными расстояниями.

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) – защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно – параллельно соединенные варисторы, и не имеет искровых промежутков.

Варистор – часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при

перенапряжениях малым сопротивлением. Это достигается, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике. Варисторы изготавливаются из керамических материалов, содержащих окись цинка и другие окислы металлов, спеченных вместе.

Экраном ограничителя – называется металлический элемент (обычно круглой формы, установленный на верхней части аппарата) и служащий для электростатического управления распределением напряжения вдоль колонки ограничителя.

Устройство для сброса давления - служит для уменьшения давления в ограничителе и предотвращения сильного разрушения корпуса, которое может произойти вследствие длительного протекания тока повреждения или короткого замыкания, а также перекрытия внутри корпуса ограничителя.

Номинальное напряжение ограничителя – в отечественной практике аппаратостроения приравнивается номинальному напряжению защищаемого оборудования. В правилах МЭК под термином «номинальное напряжение ограничителя» понимается максимально допустимое действующее значение напряжения промышленной частоты между выводами (присоединениями) ограничителя, при котором он предназначен нормально работать в условиях кратковременного повышения напряжения, например, в течение десяти секунд.

Длительное рабочее напряжение U_{HR} является допустимым действующим значением напряжения промышленной частоты, которое может быть длительно приложено к выводам ограничителя. В отечественной терминологии понятию «длительное рабочее напряжение» соответствует наибольшее рабочее напряжение U_{HR} , которое приложено к ОПН в течение всего срока его службы или достаточно длительно.

Длительное расчетное рабочее напряжение U_{RHR} - действующее значение напряжения промышленной частоты, приложенное к выводам ограничителя в течение времени t_p

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций и линий, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован.

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Таблица 11 – Выбор ОПН

| Тип ОПН | ОПН-110УХЛ1 |
|---|-------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 91 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |
| Остающееся напряжение, кВ | 180 |
| Длина пути утечки, см | 315 |
| Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2с, кА | 40 |

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

4.1 Требования к РЗА ЛЭП 110 кВ

Релейная защита — комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы.

Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов.

При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания).

В соответствии с ПУЭ, для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [6].

При выборе основной защиты ВЛ 110-220 кВ следует учитывать перечень важных аспектов, которые необходимо учитывать. Одним из самых важных является сохранение устойчивости передачи и мгновенное срабатывание (без выдержки времени) при КЗ на защищаемом участке.

В зависимости от типа и количества каналов связи между подстанциями необходимо использовать один из следующих вариантов исполнения защит ЛЭП 110-220 кВ:

- 1) ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ
- 2) КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов + КСЗ

- 3) ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВОЛС)
- 4) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ
- 5) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВЧКС)
- 6) ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов
- 7) КСЗ с передачей разрешающих сигналов + КСЗ с передачей блокирующих сигналов
- 8) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВОЛС)
- 9) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит
- 10) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (ВОЛС + ВЧКС)
- 11) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов
- 12) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДФЗ с функциями ступенчатых защит

Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или

ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности [6].

В соответствии с ПУЭ [7] в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

- а) продольную ДЗЛ;
- б) ДФЗ;
- в) защиту с высокочастотной блокировкой;
- г) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующего или разрешающего сигнала.

На других линиях необходимость установки защит с абсолютной селективностью определяется требованиями устойчивости работы электросистемы, селективности, надежности работы ответственных производств.

В релейных защитах высоковольтных линий должен осуществляться принцип ближнего и дальнего резервирования.

На кабельных и кабельно-воздушных ЛЭП напряжением выше 110 кВ и на воздушных ЛЭП в местах массовой застройки должны устанавливаться две основные быстродействующие защиты. Комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ от всех видов КЗ и направленную ТЗНП. Отдельные ступени ДЗ должны блокироваться при качаниях.

На линиях с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает токовую (если удовлетворяются условия селективности) или ДЗ от междуфазных КЗ и ТЗНП (направленную или ненаправленную) от КЗ на землю.

При проектировании предполагается, что кратности токов КЗ в конце защищаемой зоны и в месте установки защиты не превышают значений, соответствующих 10%-й погрешности ТТ.

В методических рекомендациях фирм производителей микропроцессорных защит приводятся методики расчета уставок защит и других входных параметров, которые должны быть установлены в терминале защиты при его наладке

Шкаф серии ШЭ2607 (НПП “ЭКРА”) может содержать один или два комплекта релейной защиты. В состав каждого комплекта входит микропроцессорный терминал типа БЭ2704 и дополнительная аппаратура (реле, переключатели, лампы, клеммные зажимы и др.), смонтированные в выделенном объеме шкафа. Аппаратная и программная части терминала реализуют основные функции (релейная защита и автоматика) и дополнительные функции (самодиагностика, регистрация событий и аварийное осциллографирование, определение места повреждения, связь по информационным каналам с системами АСУ верхнего уровня и др.). С помощью дополнительной аппаратуры осуществляется управление работой комплекта защит и его взаимодействие с внешними устройствами.

Ввиду большого многообразия вариантов применения, резервные защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ могут быть

реализованы в виде самостоятельного комплекта или в виде составного комплекта защит и автоматики управления выключателем (АУВ) линии.

В зависимости от типа привода выключателя линии возможны следующие исполнения однокомплектных шкафов защит и АУВ:

- ШЭ2607 011 для выключателя с трёхфазным приводом;
- ШЭ2607 012 для выключателя с пофазным приводом.

Для защит и АУВ обходного выключателя (ОВ), особенностью которых является возможность задания до восьми независимых групп уставок, предусмотрены однокомплектные шкафы:

- ШЭ2607 013 для ОВ с трёхфазным приводом;
- ШЭ2607 014 для ОВ с пофазным приводом.

Функции защит линий в указанных выше совмещённых комплектах защит и

АУВ имеют ряд ограничений, связанных с необходимостью использования части аппаратных ресурсов терминала для реализации АУВ. Полноценные функции ступенчатых защит имеются в однокомплектных шкафах защит линий ШЭ2607 021 (НПП “ЭКРА”) и защит ОВ ШЭ2607 022# (НПП “ЭКРА”). В однокомплектном шкафу ШЭ2607 016#(НПП “ЭКРА”) на базе терминала БЭ2704 с расширенными аппаратными возможностями реализованы полноценные функции ступенчатых защит, АУВ для выключателей с трёхфазным или пофазным приводом и восемь независимых групп уставок.

Каждый из комплектов резервных защит линии и защит с АУВ дополнительно содержит также функции УРОВ и автоматики разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Двухкомплектные шкафы защит могут состоять из однотипных комплектов (ШЭ2607 011011, ШЭ2607 012012, ШЭ2607 016016 и др.) или разнотипных комплектов (ШЭ2607 011012, ШЭ2607 011021, ШЭ2607 013022 и др.).

Полный набор возможностей резервных (ступенчатых) защит линии предполагает наличие:

- трехступенчатой дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ с блокировками при качаниях (БК) и неисправностях в цепях переменного напряжения (БНН);

- оперативного ускорения ДЗ;

- четырёхступенчатой токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю;

- оперативного ускорения ТНЗНП;

- ускорения ТНЗНП от защит параллельной линии;

- автоматического ускорения ДЗ и ТНЗНП при «опробовании линии»;

- ускорения ДЗ и ТНЗНП по командам телеускорения;

- междуфазной токовой отсечки.

Ограничение возможностей в совмещённых комплектах защит и АУВ:

- отсутствие ускорения ТНЗНП от защит параллельной линии;

- отсутствие оперативного ускорения ДЗ и ТНЗНП;

- отсутствие ускорения ДЗ и ТНЗНП по командам телеускорения.

Модернизированный вариант ступенчатых защит линии имеет ряд следующих возможностей:

- две дополнительных ступени ДЗ от междуфазных КЗ с изменяемой направленностью;

- одну дополнительную ступень ДЗ от КЗ на землю;

- вырез области нагрузки в плоскости характеристик реле сопротивления (РС) ступеней ДЗ;

- возможность реализации БК по принципу измерения скорости изменения входного сопротивления (dZ/dt);

- ограничение области фиксации однофазных КЗ;

- две дополнительных ступени ТНЗНП;

- двухступенчатая МТЗ.

Особенностью модернизированного варианта ступенчатых защит является возможность конфигурирования не только дискретных входов, выходных реле, светодиодов терминала, но и логики защит, связанной с дополнительными ступенями ДЗ и ТНЗНП.

Рассмотренные выше ступенчатые защиты используются также в составе комплекта ступенчатых защит (КСЗ) в совмещенных вариантах с дифференциально-фазной защитой (ДФЗ с КСЗ) или продольной дифференциальной защитой линий 110-220 кВ (ДЗЛ с КСЗ) в исполнениях шкафов ШЭ2607 085, ШЭ2607 086, ШЭ2607 087, ШЭ2607 088, ШЭ2607 091, ШЭ2607 092.#

4.2 Дистанционная защита линии

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

Дистанционной защитой определяется сопротивление или расстояние (дистанция) до места КЗ, и в зависимости от этого она срабатывает с меньшей

или большей выдержкой времени. Дистанционная защита выполняется многоступенчатой, причем при КЗ в первой зоне, охватывающей 80—85 % длины защищаемой линии, время срабатывания защиты не более 0,15 с.

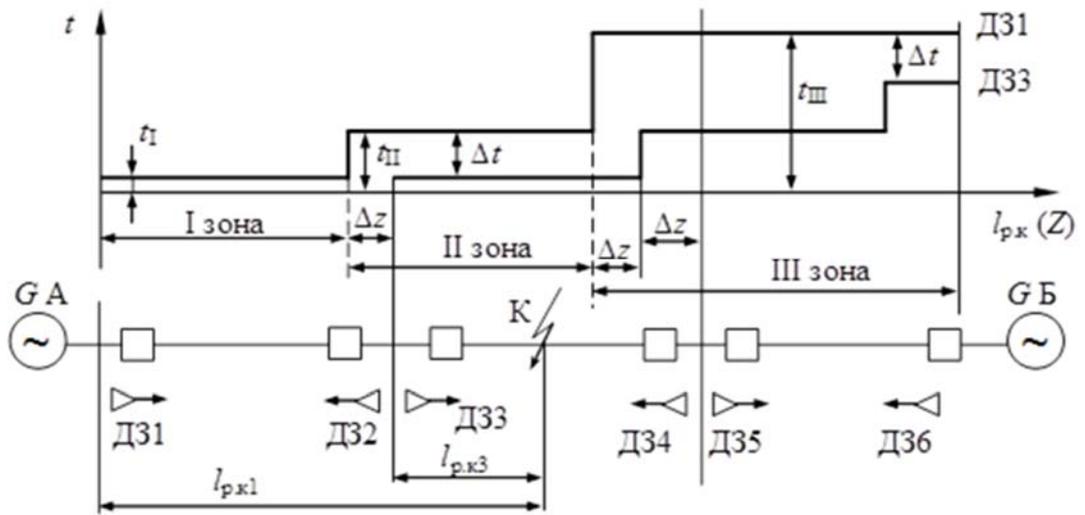


Рисунок 7 - Зоны действия ступеней ДЗ

Таким образом произведем отстройку от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии

Первая ступень ДЗ определяется как:

$$Z_{с.з}^I = k_3 \cdot Z_{л} \text{ Ом} \quad (32)$$

$$Z_{с.з}^I = 0.85 \cdot 8.358 = 7.104$$

Где $Z_{л}$ - сопротивление защищаемой линии

k_3 - коэффициент ДЗ, варьируется от 0.85 до 0.95, включает в себя различные погрешности трансформаторов тока, и измерительных приборов

Время срабатывания первой ступени $t_{с.з}^I = 0.15$

Вторая ступень ДЗ согласовывается с первой ступенью:

$$Z_{с.з}^{II} = k_3 \cdot Z_{л} + k_3' \cdot \frac{Z_{с.з.см}^I}{k_{ТОК}} \quad (33)$$

$k'_3 = 0,66$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линии;

$k_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения

$$Z''_{\text{с.з}} = 0,85 \cdot 8,358 + 0,66 \cdot \frac{7,104}{1} = 11,793 \text{ Ом}$$

отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции производится:

$$Z''_{\text{с.з}} = k_3 \cdot \left(Z_{\text{л}} + \frac{Z_{\text{тр}}}{k_{\text{ток}}} \right) \quad (34)$$

$$Z''_{\text{с.з}} = 0,85 \cdot \left(8,358 + \frac{88,855}{1} \right) = 82,631 \text{ Ом}$$

Из всех значений необходимо принять наименьшее которое будет удовлетворять чувствительности

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ в режиме ближнего резервирования:

Проверим по чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z''_{\text{с.з}}}{Z_{\text{к.з}}} \quad (35)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11,793}{8,358} = 1,41$$

Где $Z_{\text{к.з}}$ - сопротивление короткого замыкания, для ступени $Z_{\text{к.з}} = Z_{\text{л}}$.

$K_{\text{ч}}$ более 1,2 принимаем уставку $Z''_{\text{с.з}} = 11,793 \text{ Ом}$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Степень селективности $\Delta t = 0,5$ с, время срабатывания второй ступени будет определено по выражению:

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.см}^I + \Delta t \quad (36)$$

$$t_{с.з}^{II} = 0.15 + 0.5 = 0.65\text{с}$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы по формуле 37:

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{\frac{0.9 \cdot U}{I_{раб} \cdot k_{сзан} \cdot \sqrt{3}}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\Phi_L - 30)} \quad (37)$$

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{0.9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1.2 \cdot 0.85 \cdot 0.85 \cdot \cos(64.76 - 30)} = 89.33$$

где $k_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_B = 0,85$ – коэффициент возврата

$\Phi_L = 64.76$ - аргумент от комплексного Z_L

Выдержка времени третьей ступени выбирается на степень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит по формуле 38:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.см}^{II} + \Delta t \quad (38)$$

$$t_{с.з}^{III} = 0.65 + 0.5 = 1.15\text{с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования) по формуле 39:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{л.2}}} \quad (39)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{89.33}{8.358 + 7.104} = 5.77$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = 5.77 \geq 1,2$$

Таблица 12 - Результаты расчета ДЗ

| Место установки защиты | Z _{ср} первой ступени | Z _{ср} второй ступени | Z _{ср} третьей ступени | K _ч второй ступени | K _ч третьей ступени |
|------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Модуль отпайки | 7.11 | 11.79 | 89.33 | 1.41 | 5.77 |
| Чныррах | 7.11 | 10.69 | 82.63 | 1.28 | 5.33 |

4.3 Токовая защита нулевой последовательности

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 электропередач класса напряжения 110 кВ. Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Отстройка от $3I_0$ при замыкании на землю в конце линии:

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0.\text{МАКС}} \quad (40)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,3$ - коэффициент запаса по избирательности;

$I_{0.\text{МАКС}} = 1140$ А – максимальный ток нулевой последовательности при КЗ

на землю.

$$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 1140 = 1482 \text{ А}$$

Отстройка от $3I_0$ при замыкании на землю на шинах 110 кВ ПС Чныррах:

$$I_{0.МАКС} = 1317 \text{ А}$$

$$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 1317 = 1712 \text{ А}$$

Вторая ступень согласовывается с первой ступенью

$$I_{с.з.}^{II} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{ос.з}^I \quad (41)$$

$$I_{с.з.}^{II} = 1,1 \cdot 0,56 \cdot 1712 = 1047 \text{ А}$$

Третья ступень отстраивается от броска тока намагничивания трансформатора на подстанции Чныррах

$$I_{0.с.з.}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах} \quad (42)$$

$$I_{0.с.з.}^{III} = 0,1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1355 = 149 \text{ А}$$

Таблица 13 – Уставки срабатывания ТЗНП.

| Номер ступени | Модуль отпайки | ПС Чныррах |
|----------------|----------------|------------|
| Первая ступень | 1,48 кА | 1,71 кА |
| Вторая ступень | 0,82 кА | 1,05 кА |
| Третья ступень | 0,09 кА | 0,15 кА |

4.4 Расчет токовой отсечки

Токовая отсечка - мгновенно действующая токовая защита, селективность действия которой по отношению к защитах смежных участков достигается выбором тока срабатывания $I_{сз}$ большим максимального тока внешнего короткого замыкания $I_{кз.вн.мах}$.

Работа защиты на защищаемом участке обеспечивается тем, что ток в линии увеличивается по мере приближения места повреждения к источнику питания. Время срабатывания токовой отсечки складывается из времени действия токового и промежуточного реле и составляет $t_{отс} = 0,04 - 0,06$ с.

Преимущества токовой отсечки:

1. Селективность работы в сетях любой конфигурации с любым числом источников питания.

2. Быстрое отключение наиболее тяжелых для системы коротких замыканий, расположенных вблизи шин станций и подстанций.

Основным недостатком токовой отсечки является защита только части длины линии при металлических коротких замыканиях.

Расчёт тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор. Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания $I_{с.о}$ большим, чем значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи:

$$I_{с.о} \geq I_{кз}^{(3)} \cdot k_H \quad (43)$$

$$I_{с.о} = 1.1 \cdot 4.04 = 4.4 \text{ кА}$$

Коэффициент надёжности k_H для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линии электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, в том числе ЭКРА, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15. Для сравнения можно отметить, что при использовании

в электромеханических дисковых реле РТ- 40 электромагнитного элемента (отстройки) принимаются в пределах $k_H = 1,3 - 1,4$.

Еще одним условием выбора токовой отсечки, является отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов, подключенных к линии. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут первые несколько периодов превышать номинальный ток в 5 – 7 раз. При расчёте токовой отсечки линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием отстройки от тока КЗ обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым трансформатором и дополнительно проверить надёжность несрабатывания отсечки при суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых как к защищаемой линии, так и предыдущим линиям, если они одновременно включаются под напряжение.

$$I_{c.o} \geq 5 \cdot \sum I_{ном} \quad (44)$$

$$I_{c.o} = 5 \cdot 0.14 = 0.7 \text{ кА}$$

Если это последнее условие оказывается расчетным, следует попытаться использовать загробление на время включения.

Проверка чувствительности защиты:

ПУЭ требуют для токовых защит коэффициент чувствительности 1.5 при коротких замыканиях на защищаемом оборудовании, и 1.2 в зоне резервирования. Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (45)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6.6}{4.4} = 1.5$$

4.6 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) — разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях [26]

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.

Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя)
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону)
- запаса по времени для большей надёжности системы.

Рекомендованное значение тока срабатывания – от $0,05 \cdot I_{НОМ}$ до $0,1 \cdot I_{НОМ}$ присоединения.

4.7 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение— одно из средств электроавтоматики, повторно включающее отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

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

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п.} + t_{зап} \quad (70)$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0.3 + 0.4 = 0.7$$

где $t_{\text{г.п}}$ - время готовности привода, которое для различных видов приводов различна для выбранного нами она равна 0,3 с;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{г.п}}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3 до 0,5 с;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}} \quad (71)$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0.3 + 0.4 = 0.7$$

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

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{д}}$, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{\text{АПВ}}=0,7$.

Для повышения надежности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются набросы проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-3с.

5 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

При строительстве ВЛ 110 кВ «Модуль отпайки – ПС Чныррах» была спроектирована релейная защита и автоматика. Для этого потребовалось привлечение собственных и местных инвестиций. Следовательно, возникает необходимость в расчете экономической оценки эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта, для того, чтобы финансовые вложения обеспечили их рост и надежный возврат.

5.1 Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базы

Основные преимущества микропроцессорной релейной защиты и автоматики, которые могут быть использованы для защиты ВЛ характеризуются:

1. Многофункциональностью, включающей:
 - регистрацию процессов (осциллографирование);
 - определение места повреждения;
 - накопление сообщений о повреждениях, а также о мгновенных значениях величин для анализа повреждений с возможностью передачи указанных данных в центральное устройство на подстанции или диспетчерский пункт через последовательный интерфейс, в том числе с использованием светодиодов;
 - автоматическое тестирование аппаратного и программного обеспечения, что обеспечивает высокий уровень готовности защиты и уменьшает число проверок устройства.
2. Меньшими габаритами по сравнению с комплексом РЗ и А, выполненным на электромеханике или интегральных микросхемах (ИМС).
3. Наличием четырех групп уставок.
4. Более сниженным потреблением по цепям оперативного постоянного тока и напряжения, чем защиты на электромеханической элементной базе или ИМС.

5. Наличием свободных логических элементов, что позволяет более легко приспособить терминал в различных условиях.

6. Комплексом цифровой обработки и управления измерительных данных от считывания и преобразования величин до принятия решения об отключении/включении выключателя требуется меньшее время.

7. Использованием 16-разрядной микропроцессорной системы.

8. Легкая наладка с помощью специальных разработанных средств.

9. Значительно сокращенные сроки вывода в проверку.

10. Разнообразные виды связи человек-машина приближают микропроцессорные устройства к пользователю, независимо от его местонахождения.

11. Методы цифровой фильтрации и измерения обеспечивают правильное функционирование при насыщении трансформаторов тока и переходных процессах.

Таким образом, на основе сопоставления далеко не всех защит и анализа меньшей части их функций, выявлено преимущество микропроцессорных комплексов. Но тут следует учитывать то, что микропроцессорные комплексы защит выпускаются различными производителями за рубежом и в нашей стране, каждый из этих производителей реализует все основные функции защиты и некоторые функции, которые специфичны только для него. Таким образом, и здесь для обоснованного выбора требуется произвести сравнительный анализ защит от нескольких производителей.

5.2 Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты

Шкафы ШЭ2607 081 (ШЭ2607 084), ШЭ2607 082 ШЭ2607 083, ШЭ2607 085, ШЭ2607 086, ШЭ2607 087 ... содержат полукомплект дифференциально-фазной высокочастотной защиты линии (ДФЗ) и устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ). Шкаф предназначен для использования в качестве основной быстродействующей защиты линий напряжением 110...220 кВ при всех видах КЗ.

Защита содержит релейную и высокочастотную части. В состав релейной части входят измерительные органы, логическая часть, входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации. Высокочастотная часть поставляется отдельно предприятиями - изготовителями ВЧ аппаратуры и монтируется на шкаф непосредственно на месте эксплуатации.

Релейная часть ДФЗ и УРОВ реализованы на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V081. В качестве высокочастотной части защиты могут использоваться приемопередатчики типов ПВЗУ, ПВЗУ-К, ПВЗУ-М, ПВЗУ-Е, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80, ПВЗ.

Принцип действия ДФЗ основан на сравнении фаз токов по обоим концам защищаемой линии, получаемых от комбинированных фильтров токов I_1+kI_2 . Фаза токов передается по защищаемой линии с одного ее конца на другой посредством токов высокой частоты по каналу, в качестве которого используется защищаемая линия.

Орган манипуляции (ОМ) ВЧ передатчиком обеспечивает работу последнего с интервалами, приблизительно равными половине периода промышленной частоты. Поэтому передатчик генерирует токи высокой частоты пакетами, длительность которых примерно равна интервалу между ними. Фаза этих ВЧ пакетов соответствует фазе сигнала на выходе комбинированного фильтра токов I_1+kI_2 .

Орган сравнения фаз (ОСФ) токов определяет, где находится повреждение: в зоне действия защиты или вне ее. Определение осуществляется по сдвигу ВЧ пакетов, посылаемых передатчиками обоих концов линии, т.е. в конечном счете – по углу сдвига фаз между векторами токов I_1+kI_2 по концам защищаемой линии. При КЗ на защищаемой линии этот угол равен или близок к нулю, а при внешних КЗ он близок к 180° . Вследствие этого, при КЗ вне зоны действия защиты, передатчики, установленные на обоих концах линии, работают неодновременно, высокочастотные пакеты, генерируемые ими, сдвинуты по фазе на половину периода промышленной частоты, в ВЧ канале имеется практически сплошной ВЧ сигнал и защита блокируется.

При повреждении в защищаемой зоне передатчики работают одновременно, и посылаемые ими пакеты примерно совпадают по фазе, образуя паузы в ВЧ сигнале. При превышении длительности паузы заданной величины, определяемой углом блокировки, происходит действие на отключение выключателя.

В нормальном режиме работы ВЛ все пусковые органы обоих полукомплектов защиты, установленных по концам линии, находятся в несработанном состоянии, т.к. их уставки отстраиваются от нагрузочного режима с учетом допустимых небалансов. Выходные цепи защит находятся в несработанном состоянии и ВЧ передатчики полукомплектов не запущены.

Защита действует на отключение при всех видах КЗ в защищаемой зоне и не действует при внешних КЗ, качаниях, неполнофазных режимах, реверсе мощности, асинхронном режиме работы ВЛ, несинхронных включениях и режимах одностороннего включения без КЗ. При нарушении цепей напряжения излишние и ложные срабатывания защиты отсутствуют.

В качестве дополнительных возможностей обеспечивается использование защиты:

- в сети внешнего электроснабжения тяговой нагрузки;
- на линиях с ответвлениями;
- на линиях, оборудованных ОАПВ.

Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Шкаф имеет все необходимые переключающие элементы, которые позволяют устанавливать его на линиях с одним или двумя выключателями на присоединение.

Производитель НПП ЭКРА

5.3 Капиталовложения в реализацию проекта

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями.

В таблице 16 приведены стоимость устройств и их количество на защищаемом объекте.

Таблица 16 – Стоимость и количество реконструированного оборудования

| Тип устройства | Количество | Цена за единицу | Итого |
|--|------------|-----------------|--------|
| Микропроцессорный терминал ЭКРА 2607.081 | 4 | 227899 | 911600 |
| Микропроцессорный терминал ЭКРА 2607.011021 | 2 | 299308 | 598516 |
| Трансформатора тока ТОГФ-110 0.2/5Р 100/5 УХЛ1 | 6 | 2171 | 13030 |
| Трансформатор напряжения НАМИ-110 У1 | 6 | 2386 | 14320 |
| Выключатель ВГТ-110- 40/2000У1 | 6 | 144004 | 864000 |
| Разъединитель РНДЗ-110/1000Т1 | 6 | 3178 | 19070 |
| Оптоволоконный кабель в грозотросе ДПС-004Е04-04 | 18 | 14577 руб/км | 262386 |
| ОПН | 6 | 1714 | 10280 |

Определяем капитальные вложения в устройства по следующей формуле:

$$K_{\text{ОРУ}} = k_p (K_{\text{Вык}} + K_{\text{Раз}} + K_{\text{ТН}} + K_{\text{ТТ}} + K_{\text{ОПН}}) \quad (72)$$

$$K_{\text{ОРУ}} = 1,4 \cdot (2693200) = 3770500$$

$$K_{P3} = n \cdot K_{\text{устр.РЗ}} \cdot k_p \cdot k_{\text{СМР}}, \quad (73)$$

$$K_{P3} = (4 \cdot 227899 + 2 \cdot 299308) \cdot 1,4 \cdot 1,45 = 1851000,$$

где $K_{\text{оборуд}}$ – стоимость установленного оборудования и устройств РЗ;

n – количество устройств РЗ, устанавливаемых на линии.

k_p – районный коэффициент на базовую стоимость объектов, $k_p = 1,4$;

$k_{\text{СМР}}$ – коэффициент, учитывающий строительно-монтажные работы (45% от стоимости оборудования), $k_{\text{СМР}} = 1,45$.

$$K_{\text{сумм}} = 3770500 + 1851000 = 5621500 \text{ руб.}$$

Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек

Издержки – это расходы, необходимые для эксплуатации электрических сетей в течение одного года.

5.4 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание оборудования отражаются через эксплуатационные издержки. Издержки на эксплуатацию релейной защиты определяются следующим образом:

$$I_{\text{экс}} = \alpha_{\text{экс}} \cdot K_{\text{сумм}} \cdot \alpha_n, \quad (74)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ – норма ежегодный отчислений на эксплуатацию, $\alpha_{\text{экс}} = 0,037$ [22, с.54];

α_n – поправочный коэффициент на микропроцессорные устройства РЗ и А, $\alpha_n = 0,9$;

$K_{PЗ}$ – суммарные капитальные вложения в устройства PЗ.

Таким образом, издержки на эксплуатацию релейной защиты:

$$И_{\text{экс}} = 0,037 \cdot 5621500 \cdot 0,9 = 187200 \text{ руб.}$$

5.5 Расчет амортизационных издержек

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу).

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов (физический износ, моральный износ, экологический износ и др.).

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Издержки на амортизацию определяются из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования:

$$И_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (75)$$

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

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (76)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы релейной защиты, $T_{\text{сл}} = 20 \text{ лет}$. [19]

Для электромеханических и микропроцессорных устройств PЗ принимаем $T_{\text{сл}} = 20 \text{ лет}$.

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{20} = 0,05 \text{ о.е.}$$

Тогда издержки на амортизацию равны:

$$I_{\text{ам}} = 0,05 \cdot 5621500 = 281075 \text{ руб.}$$

5.6 Возмещение затрат на электроэнергию

Возмещение затрат на электроэнергию I_W , потребляемую устройствами РЗ определяется по следующей формуле:

$$I_W = W \cdot T_{\text{Э}}, \quad (77)$$

где W – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$;
 $T_{\text{Э}}$ – тарифная цена электроэнергии для 110 кВ , $T_{\text{Э}} = 1,68 \text{ руб.}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$.

$$W = P_{\text{потр}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (78)$$

где $P_{\text{потр}}$ – активная мощность потребляемая устройствами РЗ,

$$P_{\text{потр}} = 4 \cdot 10^{-2} \text{ кВт};$$

$T_{\text{год}}$ – период одного года, ч.

Для электромеханических устройств РЗ:

$$W = 4 \cdot 10^{-2} \cdot 8760 = 350 \text{ кВт};$$

Получаем следующее возмещение затрат на электроэнергию:

$$I_W = 350 \cdot 1,68 = 588 \text{ руб.}$$

5.7 Прочие расходы

Прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{w}}) + 0,03 \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (79)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (187200 + 281075 + 588) + 0,03 \cdot 5621500 = 309300 \text{ руб.}$$

Определим суммарные издержки по следующему выражению:

$$\Sigma I = I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{w}} + I_{\text{пр}}, \quad (80)$$

$$\Sigma I = 187200 + 281075 + 588 + 309300 = 778163 \text{ руб.}$$

Результаты расчёта для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Издержки для устройств релейной защиты

| Издержки, тыс.руб. | Микропроцессорные РЗ |
|-----------------------|----------------------|
| $I_{\text{экс}}$ | 187200 |
| $I_{\text{ам}}$ | 281075 |
| I_{w} | 588 |
| $I_{\text{пр}}$ | 309300 |
| ΣI | 778163 |

5.8 Расчет ущерба

Ущерб, связанный с перерывом электроснабжения потребителей, подразделяют на прямой и дополнительный в зависимости от того, в чем он выражается. Прямой ущерб – от расстройства технологического процесса, брака продукции, порчи сырья и материалов, выхода из строя и сокращения

службы оборудования, ухудшения технико-экономических показателей технологического процесса, увеличения затрат материалов, труда и энергии на единицу выпускаемой продукции, простоя персонала, занятого ведением технологического процесса, и т.п. Дополнительный ущерб – от недоотпуска продукции. В зависимости от отрасли промышленности и характера производства при перерывах электроснабжения могут иметь место оба вида ущерба или только один или часть из них. Таким образом ущерб обычно подразделяется на ущерб в системе электроснабжения (системный ущерб) и ущерб у потребителей.

Системный ущерб рассчитываем только по защищаемому оборудованию, то есть по линии:

$$Y_{ВЛ} = K_{ВЛ} \cdot q_{ВЛ} \cdot \frac{l_{ВЛ}}{100}, \quad (81)$$

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

$l_{ВЛ}$ – длина линии электропередач, км;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружения ЛЭП, определяются по следующей формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L_{ЛЭП} + Z_{П} \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_n \quad (82)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, руб./км ($K110.2.95 = 64000$ руб./км);

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

$Z_{П}$ – затраты на вырубку просеки, руб./км;

K_n – переводной коэффициент.

Вероятность выхода из строя линии электропередач:

$$q_{ВЛ} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_B}{8760}, \quad (83)$$

где $\omega_{ВЛ}$ – средняя частота отказов, $\omega_{ВЛ} = 0,832$ [Китушин, с.226, табл. П1.4];
 t_B – среднее время восстановления, $t_B = 14$ ч [Китушин, с.226, табл. П1.4].

$$q_{ВЛ} = \frac{0,832 \cdot 14}{8760} = 1,33 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Тогда системный ущерб:

$$Y_{ВЛ} = 96167500 \cdot 1,33 \cdot \frac{18}{100} = 23022500 \text{ руб.}$$

Основной ущерб (прямой ущерб) потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot \Delta W_{нед}, \quad (84)$$

$$Y_{осн} = 1,5 \cdot 21600 = 32400 \text{ у.е.}$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба для отраслей народного хозяйства $Y_0 = 1,5$ [Китушин, с.234, табл. П 2.1];

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

$$\Delta W_{нед} = P_{деф} \cdot K_{п} \cdot T_{г}, \quad (85)$$

$$\Delta W_{нед} = 8960 \cdot 2,754 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 = 21600, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где P_{def} – дефицитная мощность;

K_n – коэффициент простоя системы $K_n = 2,754 \cdot 10^{-4}$ часов/год;

T_2 – период одного года.

$$P_{def} = K_3 \cdot S_{Тном} \cdot \cos\varphi, \text{ кВт} \quad (86)$$

$$P_{def} = 0,7 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 10^3 = 8960, \text{ кВт}$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора;

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

Ущерб внезапности равен:

$$Y_{ВН} = Y_{вн} \cdot P_{def}, \quad (87)$$

где P_{def} – дефицитная мощность;

$Y_{вн}$ – удельная величина ущерба при полном отключении [8, с.234, табл.

П 2.1]. $Y_{вн} = 0,15$.

$$Y_{ВН} = 0,15 \cdot 8960 = 1344, \text{ у.е.}$$

Суммарный ущерб потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{ВН}, \quad (88)$$

$$Y_{\Sigma} = 32400 + 1344 = 33750 \text{ у.е.}$$

Переведем условные единицы в рубли, коэффициент перевода 55.

$$Y_{\Sigma} = 33750 \cdot 55 = 1856250 \text{ руб.}$$

Производим расчет стоимостной оценки результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год:

$$O_{pt} = (-Y_{\Sigma} + \Sigma Y_{ВЛ}); \quad (89)$$

где Y_{Σ} - ущерб по недоотпуску электрической энергии потребителю.

$\Sigma Y_{ВЛ}$ - прямой ущерб при выходе из рабочего состояния ВЛ при отсутствии средств РЗ и А;

$$O_{pt} = (-1856250 + 23022500) = 21166250 \text{ руб.}$$

5.9 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход – это сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{пт}} - I_{\text{вт}} - H_t - K_{\text{рзт}}, \quad (90)$$

где H_t – налог на прибыль.

$$H_t = (O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{амт}} - I_{\text{Вт}} - I_{\text{прт}}) \cdot 0,24, \quad (91)$$

$$\begin{aligned} H_t &= (21166 - 187.2 - 281.1 - 0.588 - 309.3) \cdot 0,24 \cdot 10^3 = \\ &= 48930100 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[\mathcal{E}_t \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \right], \quad (92)$$

где T_p – расчетный период, $T_p = 20$ лет; [19]

E – норматив дисконтирования, $E = 0,0825$ о.е. [8]

Рассчитаем ЧДД для нулевого года, т.е при $t=0$, для последующих лет занесем в таблицу 15.

$$\text{ЧДД}_t = (O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{прт}} - I_{\text{Вт}} - H_t - K_{\text{рзт}}) \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \quad (93)$$

При $t=0$ получаем:

$$I_{\text{экс}0} = 0 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам}0} = 0 \text{ тыс. руб.};$$

$$O_{\text{р}0} = 0 \text{ тыс. руб.};$$

$$H_0 = (O_{\text{р}0} - I_{\text{экс}0} - I_{\text{ам}0} - I_{\text{Вт}} - I_{\text{прт}}) \cdot 0,24 \quad (94)$$

$$H_0 = (0 - 0 - 0 - 0,588 - 309.3) \cdot 0,24 = -74400 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{ЧДД}_0 = (0 - 0 - 309.3 - 0.588 - (-74.4) - 1850) \cdot \left(\frac{1}{1 + 0,0825} \right)^0 =$$

$$= -2086000 \text{ руб.}$$

Таблица 18 – Чистый дисконтированный доход в тыс. руб

| <i>год</i> | <i>ЧДД</i> | <i>год</i> | <i>ЧДД</i> | <i>год</i> | <i>ЧДД</i> |
|------------|--------------|------------|--------------|------------|-------------|
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> | <i>6</i> |
| <i>0</i> | <i>-2086</i> | <i>7</i> | <i>12020</i> | <i>14</i> | <i>6899</i> |
| <i>1</i> | <i>19340</i> | <i>8</i> | <i>11100</i> | <i>15</i> | <i>6373</i> |
| <i>2</i> | <i>17860</i> | <i>9</i> | <i>10250</i> | <i>16</i> | <i>5888</i> |
| <i>3</i> | <i>16500</i> | <i>10</i> | <i>9473</i> | <i>17</i> | <i>5439</i> |
| <i>4</i> | <i>15240</i> | <i>11</i> | <i>8751</i> | <i>18</i> | <i>5024</i> |
| <i>5</i> | <i>14080</i> | <i>12</i> | <i>8084</i> | <i>19</i> | <i>4641</i> |
| <i>6</i> | <i>13010</i> | <i>13</i> | <i>7468</i> | <i>20</i> | <i>4288</i> |

Для того чтобы построить жизненный цикл проекта для электромеханических устройств РЗ, необходимо посчитать чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом, и записать данные в таблицу 19.

Таблицу 19 – Чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом

| <i>год</i> | <i>ЧДДΣ</i> | <i>год</i> | <i>ЧДДΣ</i> | <i>год</i> | <i>ЧДДΣ</i> |
|------------|-------------------------------|------------|-------------------------------|------------|-------------------------------|
| <i>0</i> | <i>-2086</i> | <i>7</i> | <i>13639</i> | <i>14</i> | <i>23852</i> |
| <i>1</i> | <i>-967</i> | <i>8</i> | <i>15467</i> | <i>15</i> | <i>24901</i> |
| <i>2</i> | <i>1974</i> | <i>9</i> | <i>17155</i> | <i>16</i> | <i>25871</i> |
| <i>3</i> | <i>4691</i> | <i>10</i> | <i>18715</i> | <i>17</i> | <i>26761</i> |
| <i>4</i> | <i>7201</i> | <i>11</i> | <i>20155</i> | <i>18</i> | <i>27588</i> |
| <i>5</i> | <i>9519</i> | <i>12</i> | <i>21486</i> | <i>19</i> | <i>28352</i> |
| <i>6</i> | <i>11661</i> | <i>13</i> | <i>22716</i> | <i>20</i> | <i>29040</i> |

Критерием финансовой эффективности инвестиций в инвестиционный проект является условие $ЧДД > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала). Для определения эффективности инвестиционного проекта строится график жизненного цикла (рисунок 18).

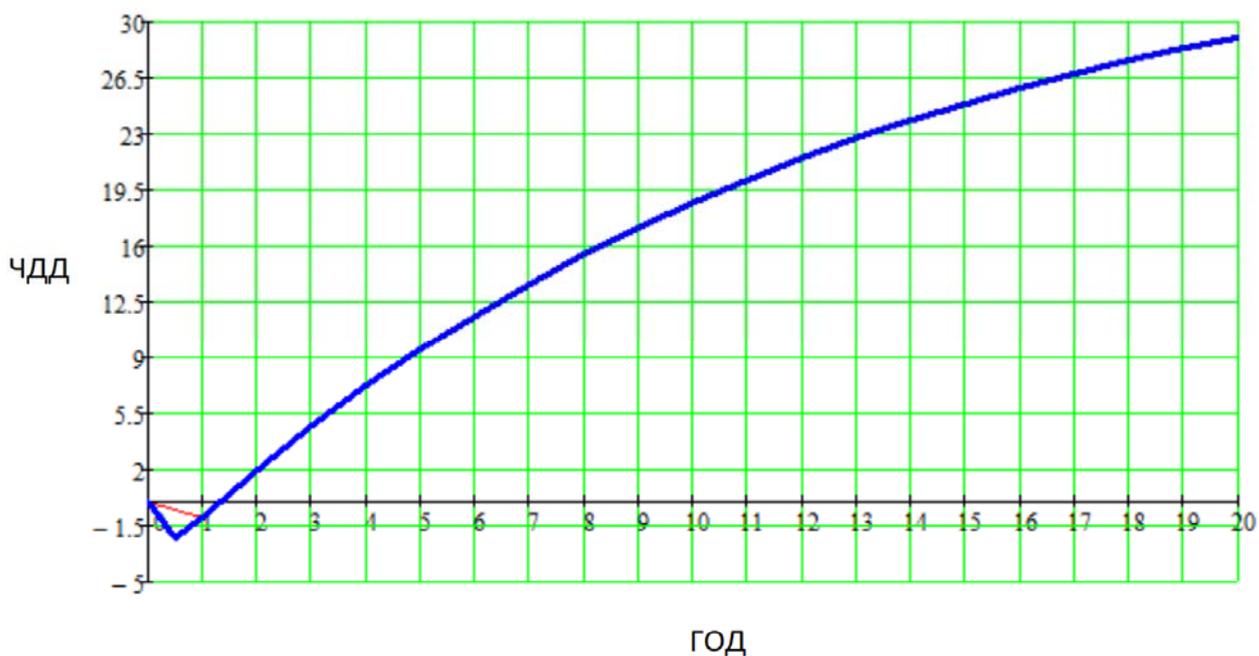


Рисунок 8 – Жизненный цикл проекта для микропроцессорных устройств РЗ

Из приведенного выше графика, видно, что срок окупаемости устройств релейной защиты составляет примерно *1,5 года*. Следовательно, применение устройств релейной защиты эффективное.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

6.1 Безопасность

Данный дипломный проект предусматривает проектирование релейной защиты ВЛ питающей ПС Чныррах. В данном проекте не предусматривается расширение ОРУ, подключение линии будет производиться с помощью модуля отпайки.

Промышленное электрооборудование требует особого внимания по той причине, что оно содержит в своем устройстве множество различных элементов, контакт с которыми может серьезно травмировать человека. По этой причине важно соблюдать правила техники безопасности во время эксплуатации электрооборудования.

Главным моментом является то, что обслуживанием устройств должны заниматься лишь специалисты, прошедшие специальную подготовку. Слесарям или электромонтерам по ремонту и обслуживанию электроустройств разрешается взаимодействовать с подобными устройствами лишь при условии, что они обладают хорошим уровнем знаний ПТЭ и ПТБ, что подтверждено результатами квалификационной комиссии. Что же касается всех других специалистов, то они могут работать с агрегатами лишь под наблюдением ответственных лиц. При этом для персонала любого уровня квалификации важно обладать знаниями по идентификации знаков электробезопасности.

Первое, что должен сделать электромонтер, занимающийся ремонтом и обслуживанием электрооборудования — отключить аппарат, а до этого момента ему воспрещается совершать какие-либо манипуляции, которые могут привести к непосредственному взаимодействию с проводящими частями устройства. Если были выявлены признаки аварийного состояния установки, то необходимо сразу же обесточить элементы, а также уведомить ответственное лицо о выявленном факте.

Проводя осмотр, специалист должен выяснить, имеется ли защитное зануление корпусов, кожухов, каркасов и иных представляющих угрозу элементов, и находится ли оно в рабочем состоянии. Если в момент дотрагивания рукой до непроводящих элементов, что обычно требуется при установлении уровня нагрева, появляются признаки наличия тока, то на основании этого можно сделать вывод о нарушении изоляции и неисправности заземления. Единственно правильное решение, которое должно быть принято в подобных ситуациях — отключение установки.

Если обратиться к технике безопасности при работе с электрооборудованием, то в ней четко закреплены сведения, устанавливающие, что менять перегоревшие элементы необходимо, лишь убедившись, что к ним не поступает напряжение. В некоторых случаях определенные обстоятельства могут мешать выполнению этого требования. Тогда эта работа может быть проведена в условиях отключенной нагрузки.

Однако это делать небезопасно, учитывая, что во время выполнения этой операции есть риск перегорания вставки предохранителя. Это, в свою очередь, может привести к выбросу электрической дуги. Поэтому здесь специалист должен предпринять меры по защите от поражения током, для чего эту работу выполняют только с помощью изолирующих клещей. На руки необходимо надеть диэлектрические перчатки, а на глаза — специальные очки.

При эксплуатации электроэнергетических установок — открытых распределительных устройств (ОРУ) и воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ в пространстве возникает сильное электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей. Источниками таких полей являются токоведущие части силовых выключателей, трансформаторов, разъединителей, шин а также токоведущие части другого силового оборудования находящегося в эксплуатации.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

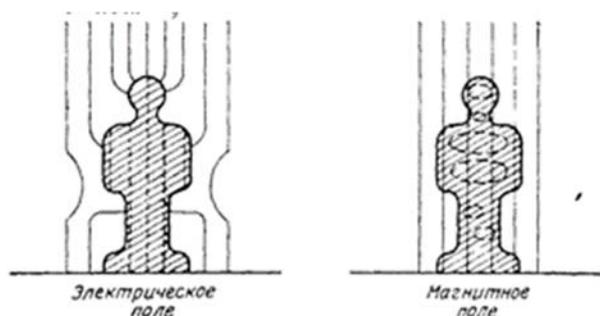


Рисунок 9 – Электромагнитные силовые линии

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно-сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

6.2. Экологичность

Определение напряженности электрического поля создаваемого ВЛЭП.

Для расчета возьмём самую низкую опору У110-1. Поскольку вблизи нее напряженность будет выше.

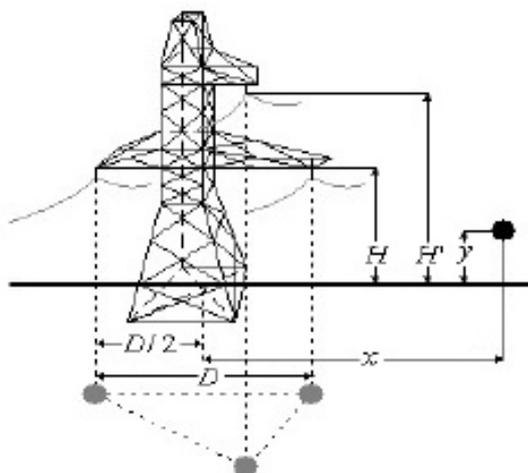


Рисунок 10 – Графическое представление метода зеркальных изображений

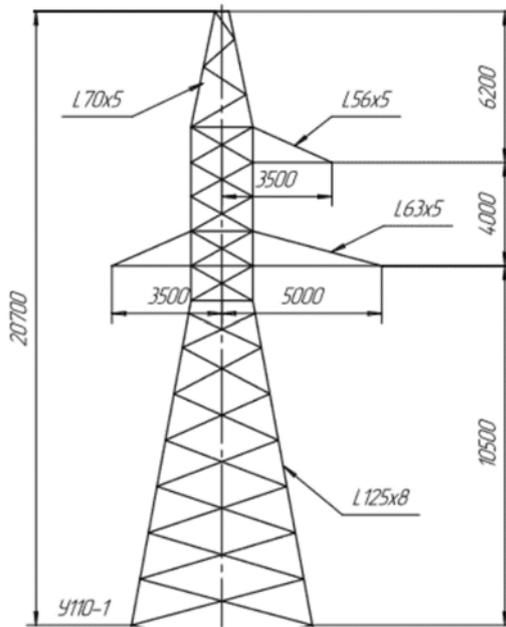


Рисунок 11 – Опора У110-1

На (рисунке 10) представлено графическое пояснение метода зеркальных изображений, где r - радиус провода, D - межфазное расстояние проводов ЛЭП, H - высота подвеса проводов [7].

Высота подвеса провода фазы в H' определяется в виде:

$$\frac{D \cdot \sqrt{3}}{2} \text{ при расположении проводов ЛЭП на вершинах правильного}$$

треугольника;

0 при горизонтальном расположении проводов ЛЭП.

С помощью (рисунка 10) определяются собственные и взаимные потенциальные коэффициенты a_{kk} и a_{ik} ЛЭП [3].

$$a_{11} = a_{33} = \ln \frac{2H}{r} \quad (95)$$

$$a_{22} = \ln \frac{2(H + H')}{r} \quad (96)$$

$$a_{12} = a_{21} = a_{23} = a_{32} = \ln \frac{\sqrt{(D/2)^2 + (2H+H')^2}}{D} \quad (97)$$

$$a_{13} = a_{31} = \ln \frac{\sqrt{D^2 + 2H^2}}{D} \quad (98)$$

$$\bar{a}_{11} = (a_{11} + a_{22} + a_{33})/3 \quad (99)$$

$$\bar{a}_{12} = (a_{12} + a_{23} + a_{31})/3 \quad (100)$$

В точке с координатами (x, y) , отдаленной от ЛЭП на произвольное расстояние, горизонтальная E_x и вертикальная E_y , составляющие ЭП ЛЭП определяются как частные производные потенциала p данной точки от абсциссы x и ординаты y данной точки:

$$E_x = \frac{\partial \varphi}{\partial x}, E_y = \frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (101)$$

После соответствующих математических преобразований E_x и E_y можно представить в виде:

$$E_x = \frac{U_\Phi}{\bar{a}_{11} - \bar{a}_{12}} \cdot [-k_{Ax} + (0.5 + j0.87) \cdot k_{Bx} + (0.5 - j0.87) \cdot k_{Cx}] \quad (102)$$

$$E_y = \frac{U_\Phi}{\bar{a}_{11} - \bar{a}_{12}} \cdot [-k_{Ay} + (0.5 + j0.87) \cdot k_{By} + (0.5 - j0.87) \cdot k_{Cy}] \quad (103)$$

Где коэффициенты k_{Ax} , k_{Bx} , k_{Cx} , k_{Ay} , k_{By} , k_{Cy} определяются в зависимости от конструктивных параметров ЛЭП и координат рассматриваемой точки [3]:

$$k_{Ax} = \frac{x + D/2}{(H + y)^2 + (x + D/2)^2} + \frac{x + D/2}{(H - y)^2 + (x + D/2)^2} \quad (104)$$

$$k_{Bx} = \frac{x}{(H + H' + y)^2 + x^2} + \frac{x}{(H + H' - y)^2 + x^2} \quad (105)$$

$$k_{Cx} = \frac{x - D/2}{(H + y)^2 + (x - D/2)^2} + \frac{x - D/2}{(H - y)^2 + (x - D/2)^2} \quad (106)$$

$$k_{Ay} = \frac{H + y}{(H + y)^2 + (x + D/2)^2} + \frac{H - y}{(H - y)^2 + (x + D/2)^2} \quad (107)$$

$$k_{By} = \frac{H + H' + y}{(H + H' + y)^2 + x^2} + \frac{H + H' - y}{(H + H' - y)^2 + x^2} \quad (108)$$

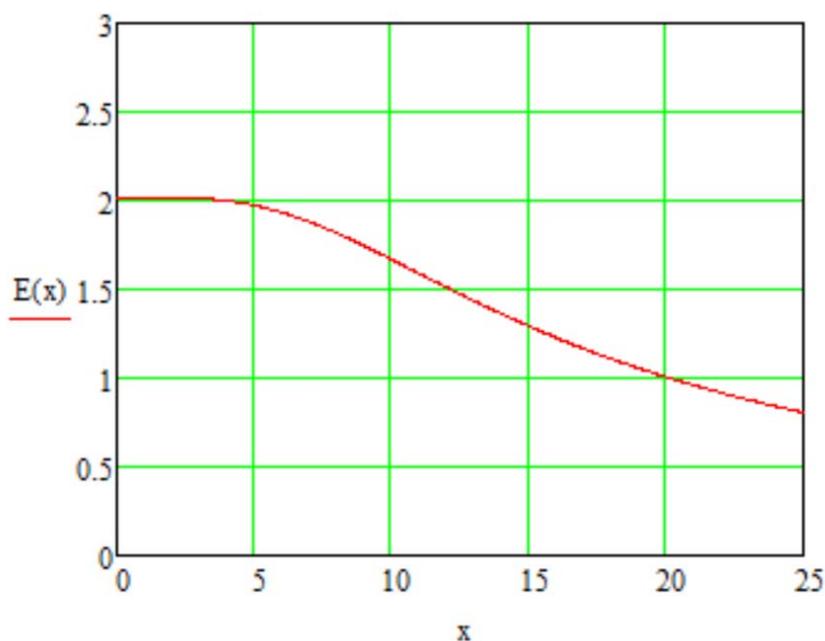
$$k_{Cy} = \frac{H + y}{(H + y)^2 + (x - D/2)^2} + \frac{H - y}{(H - y)^2 + (x - D/2)^2} \quad (109)$$

Результирующая напряженность ЭП ЛЭП в рассматриваемой точке определяется в виде:

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2} \quad (110)$$

С помощью выражения оценивается влияние ЛЭП в свободном пространстве определением модуля напряженности ЭП ЛЭП.

Наибольшая напряженность ЭП ПЧ, создаваемая ВЛЭП, будет для значений $H = H_0$, так как высота подвеса фаз над землей будет наименьшей. Определим напряженность в точке, находящейся под средней фазой на высоте $h = 1,8$ м. от земли построив зависимость $E(x)$ при $x = 0 \dots 60$ м.



| | | | |
|------|---|------|----|
| E(x) | 2 | 1.5 | 1 |
| X | 0 | 12.5 | 20 |

Рисунок 12 – Зависимость ЭП, создаваемого ВЛЭП от расстояния.

Для напряженности ЭП ПЧ 1 кВ/м соответствует расстояние равное 20 м.

Следовательно на опорах должны быть вывешены таблички с предупреждением для окружающего населения об опасности приближение к опорам ближе 20 метров от их центра.

6.3 Элегаз

Современные тенденции развития городов и промышленности приводят к увеличению потребления электроэнергии. Это приводит к необходимости разработки и внедрения нового электротехнического оборудования, способного удовлетворить порой весьма противоречивым требованиям.

Таким решением являются герметичные электротехнические установки, заполненные элегазом.

Элегаз (электротехнический газ) – шестифтористая сера SF₆ - химически инертный газ без цвета и запаха, не токсичен, тяжелее воздуха, не

поддерживает горение, взрывобезопасен, имеет пробивное напряжение в 2-2,5 раза выше, чем у воздуха и азота, обладает хорошей дугогасящей способностью, устойчив к нагреву до 200 °С. Под действием электрической дуги разлагается с образованием фторидов – химически активных и токсичных продуктов. Это приводит к необходимости принятия соответствующих мер: размещение внутри электроаппаратов адсорбентов, обязательное оборудование помещений приточно-вытяжной вентиляцией [12].

С точки зрения экологической безопасности элегаз менее вреден, чем использование масла. Считается, что абсолютно чистый элегаз с добавкой 20% кислорода (как в воздухе) можно вдыхать без вреда для здоровья.

Однако полученный промышленным способом элегаз не является идеально чистым. Поэтому допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны ограничивается 0,08% по объему. При такой концентрации элегаза обслуживающий персонал может работать в течение 8 ч при пятидневной рабочей неделе в течение полного трудового стажа.

Газ не оказывает токсичного, генетического или канцерогенного влияния на здоровье человека.

При объемной концентрации чистого элегаза на уровне 1% допускается кратковременное пребывание персонала в помещении. Кислородная недостаточность наступает при концентрации чистого элегаза в воздухе более 10%, что соответствует снижению концентрации кислорода до 19%.

Однако в процессе эксплуатации в результате коммутации номинальных токов и токов КЗ, а также частичных разрядов элегаз перестает быть чистым. В нем присутствуют газообразные твердые продукты разложения (фториды), являющиеся результатом взаимодействия элегаза при высоких температурах с парами воды, примесями кислорода, парами металла и материала камеры.

Около 90% фторидов задерживаются фильтром, часть твердых фторидов оседает на внутренних стенках камеры, а оставшаяся часть газообразных фторидов находится в элегазе.

В настоящее время нет экологической опасности использования элегаза. Но нам следует проанализировать и отдаленную перспективу, так как шестифтористая сера является активным газом, создающим «парниковый эффект». Меры совершенствования культуры производства и использования элегаза будут способствовать снижению роста концентрации шестифтористой серы в атмосфере за счет снижения постоянной утечки, регламентированных и случайных выбросов. Необходимо создать условия для возврата отработанного элегаза на завод - производитель для переработки в товарный продукт с целью снижения необходимости производства нового элегаза, что и является главным, так как, в конечном счете, все, что произведено, быстрее или медленнее будет выпущено в атмосферу.

Все рассмотренные выше обстоятельства экологического воздействия элегаза диктуют новые, дополнительные, еще более жесткие требования к обращению с элегазом:

- потери элегаза в атмосферу должны быть снижены и в части регламентированных и случайных выбросов, и в части снижения процента утечки до 0,1 %/год. В целях ограничения такого влияния элегаза ужесточаются требования к герметичности элегазового оборудования;

- шире использовать смеси с пониженным содержанием элегаза с целью снижения его расхода. Для ограничения используемого количества элегаза, а также и по некоторым другим причинам применяют смеси элегаза с другими инертными газами (например азот) в пропорции, например 10% элегаза и 90% азота;

- обеспечить полную утилизацию отработанного элегаза с обязательным повторным его использованием как экономически выгодную и экологически необходимую технологию.

6.4 Чрезвычайные ситуации

Одним из основных видов чрезвычайных ситуаций является пожар. Источниками пожара могут являться коммутирующие выключатели, разъединители, короткие замыкания в щитах и кабелях. В качестве основной

защиты от замыкания применяется система самозащиты вторичных цепей. На щитовом блоке обязательно должен находиться пожарный щит. Пожарная опасность аккумуляторного помещения возникает при образовании взрывоопасной концентрации смеси кислорода с водородом, который выделяется в процессе заряда АБ. При возникновении различных аварийных явлений - могут образовываться искры, эл. дуга, опасные нагревы и т.п. Особый вид пожарной опасности может создавать серная кислота - при соприкосновении с органическими веществами (ткань, дерево и др.) серная кислота обугливает их с выделением тепла.

Мероприятия направленные на предупреждение развития аварий.

- обеспечение обоснованных разрывов между отдельными техническими устройствами с целью уменьшения воздействий поражающих факторов при возможных авариях на близлежащих сооружениях и технических устройствах;
- применение аккумуляторных батарей закрытого (герметичного) исполнения;
- использование быстродействующих основных и резервных устройств релейной защиты и автоматики;
- использование устройств противоаварийной автоматики, в том числе локальных, устанавливаемых на реконструируемых подстанциях;
- установку устройств автоматического ограничения повышения напряжения в узлах сети и другие решения по предотвращению каскадного развития аварий в энергосистеме и, тем самым, обеспечение живучести энергосистемы.

Пожаротушение и противопожарное водоснабжение.

Существующая система противопожарного водоснабжения представляет собой комплекс сооружений для забора, хранения, транспортирования и подачи воды и включает насосную станцию с пожарными насосами и запорной арматурой, обеспечивающими необходимый напор и включение системы АУВП.

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации.

На данном предприятии предусмотрена пожарная сигнализация информирующая о пожаре с автоматическим пуском пожаротушения. Так же имеются пожарные щиты с необходимыми средствами защиты и пожаротушения. Так же используются огнетушители углекислотные способные тушить установки под напряжением до 1 кв.

Категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности.

Согласно ст. 27 ФЗ №123 и п.4.2 СП 12.13130.2009 категории помещений и зданий определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также, исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов.

Согласно ст.18 ФЗ №123 и п.7.4.3 ПУЭ-7 зона, расположенная рядом с реактором классифицируется как пожароопасная зона П-III.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен проект проектирования релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ «Модуль отпайки – ПС Чныррах» в Хабаровском крае.

Выполнен расчет токов короткого замыкания; произведена проверка и выбор оборудования на ОРУ 110 кВ ПС «Чныррах». Защита линий выполнена на базе микропроцессорных терминалов фирмы ЭКРА. Осуществлен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания для каждого каждой ступени защит. Подробно была изучена схема микропроцессорных терминалов ШЭ 2607 081, ШЭ 2607 011021.

Выполнена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции релейной защиты воздушной линии 110 кВ «Модуль отпайки – ПС Чныррах».

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи, вопросы охраны окружающей среды. Так же был выполнен расчет СЗЗ электрического поля под ней, создаваемый воздушной линией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Акимов Е.Г. Аппараты защиты. Том 3. Реакторы / Е.Г. Акимов, Е.Ф. Галтеева. – М.: Информэлектро, 2009. – 84 с.
- 2 Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи: учеб. пособие / Г.Н. Александров. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2011. – 139 с.
- 3 Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды: учеб. пособие / Г.Н. Александров. – Л.: Энергоатомиздат, 2013. – 360 с.
- 4 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев [и др.]; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «Высшая школа», 2010. – 383 с.
- 5 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: учеб. пособие для вузов / П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 188 с.
- 6 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: учеб. пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 247 с.
- 7 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2012. – 256 с.
- 8 Кожевников Н.Н. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение / Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 132 с.
- 9 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев [и др.];

под ред. И.П. Крючкова. – 2-е изд. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 416 с.

10 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 276 с.

11 Панин В.Ф. Методические указания по курсу «Безопасность жизнедеятельности» / В.Ф.Панин [и др.] – Т.: Издательство ТПУ, 2013. – 48 с.

12 Поспелов Г.Е. электрические системы и сети: проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: «Высшая школа», 2015. – 308 с.

13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2015. – 488 с.

14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2010. – 154 с.

15 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2014. – 353 с.

16 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 648 с.

17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2011. – 152 с.

18 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / ред. И.А. Баумштейн, М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2010. – 568 с.

19 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов.: учеб. пособие / Г.В. Судаков, Е.А. Галушко. – Б.: АмГУ, 2010. – 187 с.

20 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / ред. П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 286 с.

21 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 518 с.

22 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 964 с.

23 Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 110 кВ и выше ,производства ООО НПП «ЭКРА» . – М.: ФСК ЕЭС, 2010. – 12 с.

24 Шкаф основной высокочастотной защиты линии типа ШЭ2607 081. – М.: ЭКРА, 2010. – 152 с.

25 Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ2607 012021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.022 РЭ. – М.: ЭКРА, 2010. – 155 с.