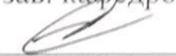


Минобрнауки России  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

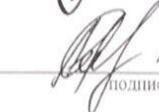
И.о. зав. кафедрой

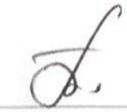
 Н.В. Савина  
« 19 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Новопокровка напряжением 110/35/10 кВ в Приморском крае

Исполнитель  
студент группы 542об1  14.06.19 Д.М. Халиков  
подпись, дата

Руководитель  
доцент  14.06.19 А.Г. Ротачева  
подпись, дата

Консультант по  
безопасности и  
экологичности,  
доцент, канд.техн.наук  18.06.2019 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель  19.06.2019 Н.С. Бодруг  
подпись, дата

Благовещенск 2019

Минобрнауки России  
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

« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Галимова Дениса  
Маратовича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция релейной защиты и автоматики  
подстанции Новопокровка напряжением 110/35/10 кВ  
в Приморском крае (утверждено приказом от 04.04.19 № 259-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейное  
схемо сети, данные контрольных замеров, паспорт  
ПС, расчетные значения токов КЗ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчет токов КЗ, выбор оборудования, расчет релей-  
ной защиты и автоматики на ПС

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт

13 таблицы, 13 рисунков, 135 формул

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и

экологичности А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротарева А.Г., доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 08.04.2019  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит стр. 121, 13 рисунков, 23 таблицы, 135 формул, 25 источников.

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

Данная выпускная квалификационная 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

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Общая характеристика района электрических сетей и подстанции «Новопокровка»	8
1.1 Климатическая характеристика района электрических сетей	8
1.2 Описание подстанции «Новопокровка»	9
2 Расчет токов короткого замыкания	12
2.1 Общие сведения	12
2.2 Расчет токов	14
3 Выбор оборудования	17
3.1 Общие сведения	17
3.2 Выбор выключателей	17
3.3 Выбор разъединителей	23
3.4 Выбор трансформаторов тока	25
3.5 Выбор трансформаторов напряжения	27
3.6 Выбор комплектных распределительных устройств	29
4 Собственные нужды подстанции	36
4.1 Общие сведения	36
4.2 Проверка трансформаторов собственных нужд	36
4.3 Источник оперативного тока на подстанции	38
5 Релейная защита и автоматика на подстанции	41
5.1 Релейная защита трансформатора	41
5.2 Расчет сопротивлений и токов короткого замыкания	42
5.3 Расчет дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора, выполненной на устройстве «Сириус-ТЗ»	55
5.4 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2	59
5.5 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	66
5.6 Проверка чувствительности дифференциальной защиты	67

5.7	Защита отходящих линий 110 и 35кВ	69
5.8	Расчет защиты воздушных линий 110 кВ	74
5.9	Расчет защиты воздушных линий 35 кВ	70
5.10	Описание релейной защиты кабельных линий 10 кВ	82
5.11	Дифференциальная защита шин 110 кВ	86
5.12	Устройство резервирования при отказе выключателя	90
6	Организационно-экономическая часть	95
6.1	Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базы	95
6.2	Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты	96
6.3	Капиталовложения в реализацию проекта	98
6.4	Расчет эксплуатационных издержек	100
6.5	Расчет амортизационных издержек	100
6.6	Возмещение затрат на электроэнергию	101
6.7	Прочие расходы	102
6.8	Чистый дисконтированный доход	103
7	Безопасность и экологичность	107
7.1	Безопасность	107
7.2	Экологичность	110
	Заключение	118
	Библиографический список	119

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- ПС – подстанция
- ЭС – энергетическая система
- КЗ – короткое замыкание
- ВЛ – воздушная линия
- ТТ – трансформатор тока
- ТСН – трансформатор собственных нужд
- РЗА – релейная защита и автоматика
- АУОТ – аппарат управления оперативным током
- МТЗ – максимальная токовая защита
- РПН – регулирование напряжения под нагрузкой
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
- АВР – автоматический ввод резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ОПН – ограничитель перенапряжения
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- ДЗШ – дифференциальная защита шин

## ВВЕДЕНИЕ

Приоритетными направлениями в последние годы становятся вопросы обеспечения надежного, бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией на всех уровнях напряжений. Для успешного решения этих вопросов, предприятия и компании, занимающиеся электроснабжением, проводят активную политику по модернизации сетей электроснабжения.

Реконструкция действующих электрических сетей – это изменение электрических параметров сетей (линий и подстанций) при сохранении (частично или полностью) строительной части объектов, а также установка дополнительных аппаратов и оборудования в этих же сетях для увеличения пропускной способности или надежности электроснабжения потребителей.

Необходимость реконструкции действующих электрических сетей возникает в связи с ростом электрических нагрузок после достижения расчетных нагрузок в результате расширения существующих и появления новых потребителей, присоединяемых к этим сетям, а также в связи с необходимостью повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Актуальность выпускной квалификационной работы обусловлена необходимостью повышения надёжности схемы электроснабжения, изменения гибкости схемы, обеспечение бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией, физически и морально устаревшим состоянием оборудования.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции 110/35/10 кВ «Новопокровка»

Задачами данной ВКР являются: 1) повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей; 2) безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и сооружений путём внедрения передовых проектных решений

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПОДСТАНЦИИ «НОВОПОКРОВКА»

## 1.1 Климатическая характеристика района электрических сетей

Приморский край как административно-территориальная единица расположен в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем.

Приморье занимает территорию в 164,673 тыс. кв. км. Столица-город Владивосток. В крае 12 городских округов и 22 муниципальных района, на территории которых располагаются 29 городских поселений и 116 сельских поселений.

Энергосистема Приморского края входит в объединенную энергосистему Востока объектами РАО «ЕЭС России»: ОАО «Дальэнерго» и ЗАО «ЛуТЭК», а также включает муниципальные котельные жилищно-коммунального хозяйства и дизельные электростанции.

В состав ОАО «Дальэнерго» входит 21 предприятие, в том числе электростанции: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ-2, Партизанская ГРЭС, Южные, Центральные, Западные, Северные электрические сети, Дальэнергоремонт, Дальтехэнерго и другие. Суммарная установленная мощность электростанций ОАО «Дальэнерго» составляет 1174 Мвт, тепловая установленная мощность суммарная составляет 2380 Гкал/час.

Объектом РАО «ЕЭС России» является Приморская ГРЭС в составе ЗАО «ЛуТЭК». Приморская ГРЭС введена в 1974 году с установленной мощностью 1495 Мвт, рабочей мощностью 761 Мвт.

Всего установленная электрическая мощность электростанций по краю составляет - 2669 Мвт, располагаемая - 1997 Мвт. Электропотребление по краю составляет - 9,2 млрд. кВт/ч. Крупнейшими потребителями электроэнергии в крае являются промышленность (промышленность стройматериалов, машиностроение и металлообработка, горнодобывающая

отрасли) и жилищно-коммунальное хозяйство - 38% и 22,4% общего объема потребления соответственно.

Село Новопокровка расположилось на левобережье реки Большая Уссурка. Новопокровка является районным центром Красноармейского района Приморского края. Автомобильная дорога к Новопокровке пролегает к востоку от Дальнереченска, расстояние до которого составляет 70 километров. До города-порта на Дальнем Востоке России Владивостока – 481 километр, до ближайшей железнодорожной станции - 76 километров.

Находящийся в предгорьях Сихотэ-Алиня и вдалеке от морского побережья Красноармейский район отличается резко континентальным климатом. Зимние температуры около  $-40^{\circ}\text{C}$  и летние дневные около  $+35^{\circ}\text{C}$  — обычное явление для района. В с. Глубинное на востоке района находится полюс холода Приморского края. Среднегодовая температура  $0,5^{\circ}\text{C} \div 1,1^{\circ}\text{C}$ . Летом климат — один из самых тёплых в России. Средние температуры в январе от  $-20$  до  $-26$ , в июле от  $+13$  в горах до  $+22$  в долинах крупных рек.

## **1.2 Описание подстанции «Новопокровка»**

Подстанция 110/35/10 кВ «Новопокровка» расположена в черте одноимённого села Новопокровка и находится в эксплуатации Энергетической системы (ЭС) Приморского края.

По способу присоединения является проходной подстанцией, по количеству трансформаторов - двухтрансформаторной с мощностью силовых трансформаторов по 6300 кВА каждый, типа ТМТН-6300/110/35/10 с регулированием напряжения под нагрузкой. Подстанция запитана по двум одноцепным ВЛ 110 кВ АЖ-120 длиной 47,2 и 80 км.

Распределительное устройство 110 кВ – открытого исполнения 5Н, укомплектовано отделителем 3-х полюсным типа ОД-110М/600(на 2сек 110 кВ), разъединителями 3-х полюсными типа РНДЗ-1-110/1000.

На напряжение 35кВ принята одна секционированная выключателем на две секции система сборных шин – открытого исполнения. Коммутация

отходящих ВЛ-35 кВ осуществляется выключателями типа С-35- 630-10 и разъединителями типов РНДЗ-1-35/1000 и РНДЗ-2-35/1000.

На напряжение 10кВ принята одна секционированная выключателем на две секции система сборных шин. Распределительное устройство 10кВ укомплектовывается ячейками КРУ К-47 с выключателями ВК-10-630 и ВК-10-1000, устанавливаемыми в капитальном здании ЗРУ-10.

Панели управления, защиты, автоматики и сигнализации установлены на главном щите управления. Релейная защита и автоматика на подстанции в основном выполнена на электромеханической базе.

Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд НТМИ-10-0,66 10кВ мощностью по 1000кВА, установленных на ОРУ-10кВ и подключенных к шинам 10кВ через ВК-10. Собственные нужды подстанции имеют АВР.

Релейная защита и автоматика элементов подстанции выполнена в соответствии с ПУЭ и руководящими указаниями. На силовом трансформаторе предусматриваются следующие виды защит:

- продольная дифференциальная токовая защита;
- максимальная токовая защита(МТЗ);
- защита от перегрузок;
- газовая защита;
- защита от понижения уровня и перегрева масла.

На вводах и секционных выключателях 110, 35 и 10кВ предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ).

На отходящих линиях 35 и 10кВ – токовая отсечка, МТЗ и токовая защита нулевой последовательности с выдержкой времени.

На подстанции предусматривается следующий объем автоматизации: – автоматический ввод резервного питания (АВР) на секционных выключателях 35 и 10кВ;

- автоматическое повторное включение отходящих линий и шин 35 и 10кВ;
- регулирование напряжения силового трансформатора Т-2 под нагрузкой;
- резервирование отказа выключателей 10кВ (УРОВ).

На подстанции применяется автоматизированная система учета электроэнергии. Коммерческий учет электроэнергии выполняется на отходящих линиях 35 и 10 кВ и на вводах 110, 35 и 10 кВ.

Измерения тока и напряжения выполняются с помощью амперметров и вольтметров, устанавливаемых на панелях управления в помещении общеподстанционного пункта управления, также показания выводятся на компьютер диспетчера.

На подстанции предусмотрена звуковая и световая сигнализация, а также организация сигналов «авария» и «неисправность» на панели центральной сигнализации, устанавливаемой в помещении ЗРУ на пульте управления.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводов на приемных порталах 110 кВ. Защита от волн перенапряжений, набегающих с ВЛ-110, предусматривается с помощью ограничителей перенапряжений ОПН-110. Защита нейтрали силового трансформатора предусматривается ограничителями перенапряжений ОПН-110.

Для обеспечения безопасности работы персонала на подстанции предусматривается выполнение контура заземления с выравнивающей сеткой.

Все оборудование подстанции выбрано по номинальным параметрам, проверено на термическую и динамическую устойчивость к действию токов короткого замыкания.

## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 2.1 Общие положения

Коротким замыканием (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие 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 короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают короткие металлические замыкания без переходного сопротивления.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралью дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

КЗ, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания 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 короткого замыкания, 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 выдержать 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.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращение повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети и т.п..

Короткое замыкание сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи КЗ можно условно разделить на две группы, а именно: КЗ в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы); КЗ вблизи генератора ограниченной мощности.

Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания:

- рассчитывается трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- расчетное место короткого замыкания выбирают так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;

## 2.2 Расчет токов

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

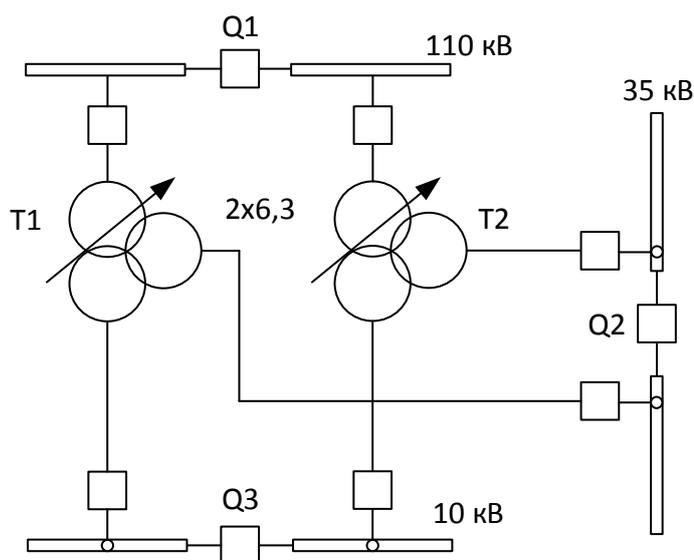


Рисунок 1 – Однолинейная расчетная схема

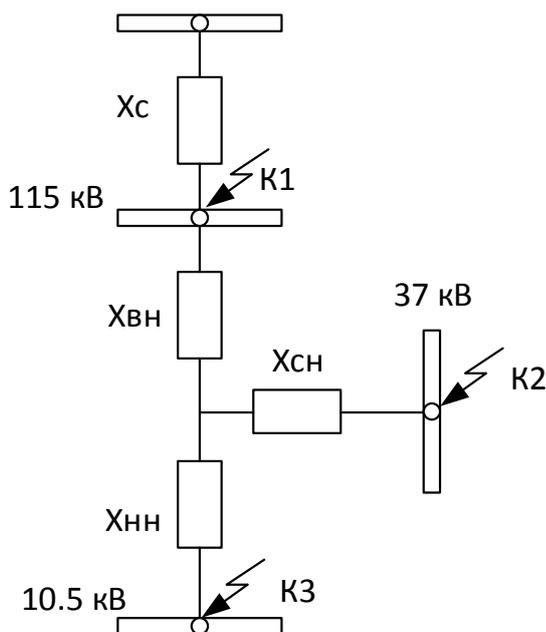


Рисунок 2 – Упрощенная однолинейная схема замещения сети

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности:

$U_{\delta 1}=115$  кВ;  $U_{\delta 2}=37$  кВ;  $U_{\delta 3}=10,5$  кВ;  $S_{\delta}=100$  мВА; базисные сопротивления в о.е. определяются:

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_C^2 \cdot S_{\delta}}{S_{K3} \cdot U_{\delta 1}^2} \quad (1)$$

$$X_C = \frac{126^2 \cdot 100}{2000 \cdot 115^2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{TP} = \frac{U_{K\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном. TP}^2} \quad (2)$$

$$X_{TP} = \frac{10,5^2 \cdot 100}{100 \cdot 10^2} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Базисная величина тока рассчитывается из соотношения мощности для трёхфазной цепи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (3)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Для точки К1:

Сопротивление короткого замыкания:

$$x_{\Sigma K3} = x_C = 0,06 \text{ о.е.}$$

Тогда действующее значение тока к.з.

$$I_K = \frac{I_{\delta}}{x_{\Sigma K3}} \quad (4)$$

$$I_K = \frac{I_{\delta 1}}{x_{\Sigma K3}} = \frac{0,5}{0,06} = 8,3 \text{ кА}$$

Ударный ток к.з.:

$$i_y = I_K \cdot 2 \cdot k_y \quad (5)$$

$$i_y = I_K \cdot 2 \cdot k_y = 8,3 \cdot 2 \cdot 1,8 = 21,1 \text{ кА};$$

Для точки К2:

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K31} + x_{Tp} + x_{Tp} = 0,06 + 1,05 + 1,05 = 2,16 \text{ о.е.};$$

$$I_K = \frac{I_{\delta 2}}{x_{\Sigma K3}} = \frac{1,56}{2,16} = 0,722 \text{ кА};$$

$$i_y = I_K \cdot 2 \cdot k_y = 0,722 \cdot 2 \cdot 1,8 = 1,84 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K31} + x_{Tp} + x_{Tp} = 0,06 + 1,05 + 1,05 = 2,16 \text{ о.е.};$$

$$I_K = \frac{I_{\delta 3}}{x_{\Sigma K3}} = \frac{5,5}{2,16} = 2,55 \text{ кА}$$

$$i_y = I_K \cdot 2 \cdot k_y = 2,55 \cdot 2 \cdot 1,8 = 6,49 \text{ кА}$$

Расчетные значения токов к.з. сведем в таблицу.

Таблица № 1 – Расчетные значения токов к.з.

Расчётные токи		К1	К2	К3
1	2	3	4	5
Токи КЗ	$I_K$ , кА	8,3	0,722	2,55
	$I_y$ , кА	21,1	1,84	6,49

## 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Общие сведения

При выборе аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок должны учитываться:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- достаточная механическая прочность.

Выбор аппаратуры высокого напряжения сводится к сравнению расчетных данных с каталожными данными.

Составим таблицы сравнения полученных расчетных и допустимых величин. Для обеспечения надежной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых.

### 3.2 Выбор выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания[1].

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ;
- удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания.

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток  $I_H$  и номинальное напряжение  $U_H$ .

Выбор выключателей производится:

- по напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (6)$$

- по длительному току

$$I_{расч} \leq I_{ном}; \quad (7)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откл.н}, \quad (8)$$

где  $I_{пт}$  - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент  $\tau$  начала расхождения дугогасительных контактов;  $I_{откл.н}$  - номинальный ток отключения, кА.

Затем проверяется способность выключателя отключить асимметричный ток короткого замыкания, т. е. полный ток короткого замыкания с учётом апериодической составляющей:

$$(2 \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau}) \leq 2 \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_H), \quad (9)$$

где  $i_{\alpha\tau}$  - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов;  $\beta_H$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания;

$\tau$  - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (10)$$

где  $t_{з.мин} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты;  
 $t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя.

На электродинамическую устойчивость выключатель проверяется по предельному сквозному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв} \quad (11)$$

где  $i_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;  
 $i_{пр.скв}$  - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику).

На термическую устойчивость выключатель проверяется по тепловому импульсу:

$$B_K \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (12)$$

$$B_K = I_{откл. \alpha}^2 (t + T), \quad (13)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс по расчёту;  $I_m$  – предельный ток термической устойчивости по каталогу;  $t_m$  – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения обычно не проводится.

Рассмотрим выбор высоковольтного выключателя для установки на ОРУ 110 кВ взамен устаревших МКП-110. Выбираем Элегазовый баковый выключатель 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1ДТ-145/ЕК с номинальным током 630А, со встроенными трансформаторами тока с коэффициентом трансформации 600/5, и проведём его проверку.



Рисунок 3 – Элегазовый баковый выключатель 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1DT-145/ЕК.

Баковый Элегазовый выключатель типа ЗАР1DT-145/ЕК, производится компанией "Евроконтракт" по лицензии фирмы "Siemens AG". Производимые выключатели полностью соответствуют российским и мировым стандартам и имеют ряд особенностей:

- минимальные требования по обслуживанию, сводящиеся только к внешним осмотрам (гарантийный срок 5 лет, первое техническое обслуживание через 12 лет, первый средний ремонт через 25 лет, срок службы до 40 лет);
- простота и исключительная надежность пружинного привода (ресурс десять тысяч операций включение-отключение с произвольной паузой);
- герметичность выключателя, обеспеченная строгим соблюдением технологии сборки и применением системы персонифицированного

контроля на предприятии;

– долговечная конструкция главных контактов, обеспечивающая большой коммутационный ресурс за счёт применения автокомпрессионного принципа гашения дуги и использования современных материалов;

– низкие перенапряжения при отключении индуктивных токов (достигается за счет оптимального гашения дуги при переходе тока через нуль);

– высокая электрическая прочность изоляции даже при атмосферном давлении;

– низкий уровень шума (для срабатывания требуется небольшая механическая энергия);

– простая и быстрая установка и ввод в эксплуатацию (каждый выключатель после сборки испытывается и отправляется на место установки в виде нескольких укрупненных узлов);

– встроенные трансформаторы тока.

Максимальный рабочий ток на шинах 110 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (14)$$

$$I_{расч} = \frac{4,846 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 25,43 \text{ А}$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_H = 110 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 25,43 \text{ А} < I_H = 630 \text{ А.}$$

По току отключения:

$$I_{отк} = 8,3 \text{ кА} < I_{откл.н} = 20 \text{ кА.}$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(2 \cdot I_{н\tau} + i_{от\tau}) = (2 \cdot 8,3 + 2,395) \text{ кА} < 2 \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_H) = 2 \cdot 20 \cdot (1 + 0,30) \text{ кА};$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 8,3 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 21,1 \text{ кА} < i_{пр.скв} = 65 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость:

$$B_k = I_m^2 (t_m + T) = 8,3^2 \cdot (2,5 + 0,03) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I^2 \cdot t = 20^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выключатель удовлетворяет условиям. Данные расчетов сведем в таблицу 2.

Таблица № 2 – Результаты выбора выключателя на стороне 110 кВ

Элегазовый баковый выключатель 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1DT-145/ЕК		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
1	2	3
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_H$	$I_{расч} = 25,43 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I_{н\tau} \leq I_{отк.н}$	$I_{н\tau} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$

Произведём проверку выключателей 35 кВ. На отходящих линиях и в качестве секционного везде применяются выключатели одного типа С-35М-630-10 с приводом типа ПП-67.

Максимальный рабочий ток на стороне 35 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{2,139 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 35,28 \text{ А}$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_H = 35 \text{ кВ}.$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 35,28 \text{ А} < I_H = 630 \text{ А}.$$

По току отключения:

$$I_{пт} = 0,722 \text{ кА} < I_{откл.н} = 10 \text{ кА}.$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(2 \cdot I_{пт} + i_{от}) = (2 \cdot 0,722 + 0,052) \text{ кА} < 2 \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_H) = 2 \cdot 10 \cdot (1 + 0,25) \text{ кА};$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 0,722 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 10 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 1,84 \text{ кА} < i_{пр.скв} = 26 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) = 0,722^2 \cdot (3,5 + 0,02) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 10^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выключатели удовлетворяют условиям и в замене не нуждаются. Данные расчетов сведем в таблицу 3.

Таблица № 3 – Результаты выбора выключателей на стороне 35 кВ

Масляный баковый выключатель 35 кВ типа С-35-630-10		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
1	2	3
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_H$	$I_{расч} = 35,28 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.н}$	$I_{пт} = 0,722 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 10 \text{ кА}$

### 3.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей и отделителей производится:

- по напряжению;
- по току;

- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической устойчивости;
- по термической устойчивости.

Результаты выбора сведены в таблицу 4.

Таблица № 4 – Результаты выбора разъединителей, отделителя и короткозамыкателя

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
1	2	3
Разъединители: РНДЗ-1-110/630		
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{расч} \leq I_H$	$I_{расч} = 25,43$ А	$I_H = 630$ А
$i_{y\partial} \leq i_{np.ckв}$	$i_{y\partial} = 21,1$ кА	$i_{np.ckв} = 80$ кА
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k \leq I_m^2 t_m = 174,3$ кА <sup>2</sup> · с	$I_m^2 t_m = 3969$ кА <sup>2</sup> · с
Разъединители: РНДЗ-2-35/1000		
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ
$I_{расч} \leq I_H$	$I_{расч} = 35,28$ А	$I_H = 1000$ А
$i_{y\partial} \leq i_{np.ckв}$	$i_{y\partial} = 1,84$ кА	$i_{np.ckв} = 63$ кА
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k \leq I_m^2 t_m = 1,83$ кА <sup>2</sup> · с	$I_m^2 t_m = 2500$ кА <sup>2</sup> · с
Отделитель: ОД-110М/600		
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{расч} \leq I_H$	$I_{расч} = 25,43$ А	$I_H = 600$ А
$i_{y\partial} \leq i_{np.ckв}$	$i_{y\partial} = 21,1$ кА	$i_{np.ckв} = 80$ кА
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k \leq I_m^2 t_m = 174,3$ кА <sup>2</sup> · с	$I_m^2 t_m = 2977$ кА <sup>2</sup> · с

Разъединители и отделители не проверяют на коммутационную способность при коротких замыканиях, поскольку они не предназначены для работы в таком режиме.

Расчёты показывают, что все коммутационные аппараты

удовлетворяют условиям выбора и в замене не нуждаются.

### 3.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке.

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 – для релейной защиты.

В отличие от трансформатора напряжения, у трансформатора тока режим холостого хода является аварийным. Поэтому трансформатор тока нельзя включать в линию без подсоединённого к нему измерительного прибора. В случае необходимости отключения измерительного прибора от вторичной обмотки трансформатора тока, её обязательно нужно закортить.

Условия выбора трансформаторов тока:

1) Номинальное напряжение электроустановки  $U_{уст}$ . меньше или равно номинальному напряжению  $U_{ном}$ . выключателя, т.е.:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (15)$$

2) Ток утяжеленного режима меньше или равен номинальному току выключателя, т.е.

$$I_{тах} \leq I_{ном}; \quad (16)$$

3) Ударный ток к.з. меньше или равен амплитудному значению тока

электродинамической стойкости, т.е.

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (17)$$

$$i_{уд} \leq k_{дин} \sqrt{2} I_{ном}; \quad (18)$$

4) Импульс квадратичного тока меньше или равен номинальному импульсу квадратичного тока, определяемого квадратом тока термической стойкости и временем его протекания:

$$Bk \leq (k_{т} \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{терм}; \quad (19)$$

5) Проверка по классу точности:

$$r_2 = Z_2 \leq Z_{2 ном} \quad (20)$$

Пример расчета приведем для трансформаторов тока, установленных на вводах 110 кВ.

Приборы, установленные во вторичной цепи трансформаторов тока приведены в таблице 5.

Таблица №5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	0,1	0,1	0,1
Итого:		1,1	3,6	4,1

Общее сопротивление приборов (для самой нагруженной фазы А):

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} \quad (21)$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,44 \text{ Ом}$$

Для установленных трансформаторов тока ТГФ -110 в классе 0,5  
 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

Сопротивление контактов  $r_{кон}=0,1 \text{ Ом}$ , тогда допустимое  
 сопротивление соединительных проводов :

$$Z_{пр} = Z_{2ном} - Z_{приб} - r_{кон} = 1,2 - 0,044 - 0,1 = 1,056 \text{ Ом} ;$$

Принимая ориентировочную длину соединительных проводов с  
 алюминиевыми жилами 75 м (трансформаторы тока соединены в полную  
 звезду, поэтому  $l_{расч}=l$ ), рассчитаем требуемое сечение:

$$q = \rho \cdot l_{расч} / r_{пр} = 0,0283 \cdot 75 / 1,056 = 2 \text{ мм}^2$$

Значит имеющийся контрольный кабель с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>  
 удовлетворяет требованиям;

Результаты проверки трансформаторов тока сведем в таблицу 6.

Таблица № 6 – Проверка трансформаторов тока 110кВ

Расчётные данные	Данные ТГФ-110
1	2
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 13,88 \text{ А}$ $I_{мах} = 71,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{уд} = 10,41 \text{ кА}$	$I_{дин} = 150 \text{ кА}$
$B_k = 1,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,674 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям.

### 3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого  
 напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3} \text{ В}$  и для отделения

цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка трансформатора напряжения включена на напряжение сети  $U_1$ , а ко вторичной обмотке (напряжение  $U_2$ ) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, мал.

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке  $S_2 \leq S_{ном}$  ,

$S_2$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА.

Нагрузка приборов определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos\phi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin\phi_{приб})^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (22)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения  $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ ВА}$

Выбираем трансформатор напряжения НКФ-110-58 со следующими параметрами:

Таблица № 8 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	Cosφ	Потребляемая мощность		
			Вт	Вар	В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ваттметр Д585	10	1	10	0	10
Счетчик СЭТ-4ТМ	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

- 1)  $U_{НОМ} = 110$  кВ
- 2) номинальное напряжение обмотки:
  - первичной –  $110000/\sqrt{3}$  В;
  - основной вторичной –  $100/\sqrt{3}$  В;
  - дополнительной вторичной – 100 В;
- 3) номинальная мощность в классе точности 0,5  $S_{ном} = 400$  ВА
- 4) предельная мощность 2000 В·А.

### 3.6 Выбор комплектных распределительных устройств

В связи с модернизацией подстанции предусмотрена замена существующих масляных выключателей на вакуумные, электромеханические реле на блоки микропроцессорной релейной защиты. Поэтому принято решение установить новый КРУН-10 кВ серии К-59 производства ОАО «Электроцит», укомплектованный современным оборудованием.

Проведем проверку шинного моста 10 кВ от силового трансформатора до ввода в КРУН.

Шинный мост 10кВ выполнен гибкими проводами.

Выбор сечения шин проводится по длительно допустимому току из условия нагрева для максимальных нагрузок утяжелённого режима.

Максимальное значение тока нагрузки

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (23)$$

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2643}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 145,5 \text{ А}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока.

$J = 1.1 \text{ А/мм}^2$  при  $T_{\max} = 3000-5000\text{ч}$  для неизолированных шин и проводов из алюминия. По формулам:

$$I_K = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (24)$$

$$I_K = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 145,5 \text{ А}$$

$$q = \frac{I_k}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (25)$$

$$q = \frac{I_k}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{137,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 125,12 \text{ мм}^2$$

Существующий шинный мост выполнен проводом марки АС-300/48 имеет  $I_{\text{доп}} = 690\text{А}$ .

Проверяем провод по допустимому току

$$I_{\text{нагр. max}} < I_{\text{доп}} ; 125,12\text{А} < 680 \text{ А}.$$

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

Выберем выключатели на стороне 10 кВ. Для этого достаточно провести проверку вводных выключателей, т.к. по ним протекает наибольший ток. Выбор осуществляем исходя из условия:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{max}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном..т}}} \quad (26)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{max}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном..т}}} = \frac{2643}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 155,5 \text{ А}$$

Методика выбора аналогична, как для выключателей 110кВ.

Принимаем к установке выключатель марки ВВУ-СЭЩ-Э(П)3-10У2. Это выключатель общего назначения для сетей с частыми коммутациями, предназначен для работы в КСО и комплектных распределительных устройствах (КРУ) типа СЭЩ К-59 и др. внутренней установки на класс напряжения 10 кВ трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Он предназначен для коммутации высоковольтных цепей трехфазного переменного тока в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги в вакууме, возникающей при размыкании контактов. Электрическая дуга, благодаря выбранной форме дугогасительных контактов, направляется в стороны от центра. Ввиду высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, электрическая дуга распадается и гаснет.

Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания (по методике, изложенной в):

Расчёт ведётся по формулам:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot e^{-0.04/0.06} \quad (27)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 1218 \cdot e^{-0.04/0.06} = 0.884 \text{ А}$$

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

Расчет интеграла Джоуля  $B_k$ :

$$B_k = I_n^2 \cdot (\tau + 1) \quad (28)$$

$$B_k = 1,218^2 \cdot (\tau + 1) = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Определяем номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для  $\beta_{\text{норм}} = 40\%$  (из каталожных данных выключателя):

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 11,31 \text{ кА}$$

Выбор выключателей представлен в таблице 9.

Таблица № 9 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВУ- СЭЩ-Э(П)3-10У2
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_c$	$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 145,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_n$	$I_n = 1,218 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.\text{ном}} \geq i_{a\tau}$	$I_{a\tau} = 0,884 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = 11,31 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{y\partial}$	$i_{y\partial} = 2,77 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_k$	$B_k = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, видно, что выбранный выключатель удовлетворяет всем требованиям.

Выберем трансформаторы тока в КРУН-10 кВ. Выбор трансформаторов производим аналогично ТТ на стороне 110 кВ.

Примем к установке трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10». Они обеспечивают передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, и предназначены для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии, релейной защиты и автоматики в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Таблица № 10 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	0,1	0,1	0,1
Итого:		1,1	3,6	4,1

Общее сопротивление приборов (для самой нагруженной фазы А):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (30)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

Для установленных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10 в классе 0,5  $z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$

Сопротивление контактов  $r_{\text{кон}}=0,1 \text{ Ом}$ , тогда допустимое сопротивление соединительных проводов :

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} \quad (31)$$

$$Z_{np} = Z_{2ном} - Z_{приб} - r_{кон} = 1,2 - 0,044 - 0,1 = 1,056 \text{ Ом};$$

Принимая ориентировочную длину соединительных проводов с алюминиевыми жилами 10 м (трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому  $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$ ), рассчитаем требуемое сечение:

$$q = \rho \cdot \frac{l_{расч}}{r_{np}} \quad (32)$$

$$q = \rho \cdot \frac{l_{расч}}{r_{np}} = 0,0175 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{1,056} = 0,29 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>;

Тогда сопротивление проводов:

$$r_{np} = \rho \cdot \frac{l_{расч}}{q} \quad (33)$$

$$r_{np} = \rho \cdot \frac{l_{расч}}{q} = 0,0175 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{2,5} = 0,12 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = Z_{np} + Z_{приб} + r_{кон} \quad (34)$$

$$Z_2 = Z_{np} + Z_{приб} + r_{кон} = 0,12 + 0,044 + 0,1 = 0,26 \text{ Ом}$$

Таблица № 10 – Проверка трансформаторов тока 10кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-СЭЩ-10
1	2
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 2,77 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,26 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Значит, выбранные трансформаторы тока проверку проходят.  
Произведем выбор трансформаторов напряжения.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 11

Таблица № 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	Cosφ	Потребляемая мощность		
			Вт	Вар	В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ваттметр Д585	10	1	10	0	10
Счетчик «СЭТ-4ТМ»	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Вторичная нагрузка трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (35)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19,8^2 + 1,27^2} 19,8 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10-66 со следующими параметрами:

- 1)  $U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$
- 2) Номинальное напряжение обмотки
  - Первичной – 10000 В
  - Вторичной – 100В
  - Дополнительной вторичной 100/3 В
- 3) Номинальная мощность в классе точности 0,5  $S_{\text{ном}}=120 \text{ ВА}$
- 4) Предельная мощность

Выбранный трансформатор напряжения НТМИ-10-66 удовлетворяет всем условиям.

## 4 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

### 4.1 Общие сведения

Приемниками энергии системы собственных нужд (СН) на ПС 110/35/10 Кв «Новопокровка» являются: устройства обогрева выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами на территории ОРУ (как пример: шкафы приводов выключателей); электрическое отопление и освещение в КРУН-10 кВ и ОПУ.

#### 1.4.2 Проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учётом коэффициента загрузки и одновременности, при этом отдельно учитывается летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Согласно методике выбора трансформаторов СН, изложенной в [3], нагрузка СН подстанции определяется по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (36)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчетах можно принять  $k_c=0,8$

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{65,9^2 + 8,45^2} = 53,15 \text{ кВА}$$

Мощность трансформаторов выбирается из условия:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n} \quad (37)$$

где  $k_n$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимаем равным 1,4

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n} = \frac{53,15}{1,4} = 38 \text{ кВА}$$

Значит, существующий трансформатор ТМ-100/10-0,4 проверку проходит.

В таблице 12 приведены нагрузка собственных нужд подстанции.

Таблица № 12 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт х кол-во	Всего, кВт			$P_{уст}$ , кВт	$Q_{уст}$ , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
Подогрев выключателей	0,5х26	13	1	0	13	0
Подогрев приводов	1х3	3	1	0	3	0
Завод пружин приводов выключателей 110 кВ	2х3	6	0,85	0,62	6	3,72
Привод РПН	2х2	4	0,85	0,62	4	2,48
Обогрев РПН	0,5х2	1	1	0	1	0
Подогрев шкафов КРУН	0,6х16	9,6	1	0	9,6	0
Освещение КРУН-10 кВ	0,02х11	0,22	1	0	0,22	0
Обогрев КРУН-10 кВ	1х2	2	1	0	2	0
Освещение ОРУ-110кВ	1х3	3	0,8	0,75	3	2,25
Освещение ОПУ	0,04х27	1,08			1,08	0
Обогрев ОПУ	1х10	10			10	0
Система оперативного тока		10			10	0
Система телеметрии		3			3	0
Итого					65,9	8,45

### **4.3 Источник оперативного тока на подстанции**

Для питания цепей управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации применяют оперативный ток. Основным требованием, которое предъявляется к источникам оперативного тока, является готовность их к действию в любых условиях, в том числе и во время КЗ, когда напряжение на шинах подстанции может снизиться до нуля.

Источниками оперативного тока на ПС 110/35/10 кВ «Новопокровка» являются: БПНС-2 (блок питания стабилизированным напряжением) и БПН-1002 (блок питания подключаемый к трансформаторам напряжения)

БПНС-2 предназначен для питания выпрямленным стабилизированным напряжением постоянного тока аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления на номинальное напряжение 110, 220В. БПНС-2 работает как самостоятельный источник стабилизированного напряжения, допускает параллельную работу со стороны выпрямленного напряжения с аналогичными устройствами. Блок обеспечивает защиту от перегрузки и токов короткого замыкания на стороне выпрямленного напряжения. Стабилизатор напряжения серии БПНС-2 дополнительно обеспечивает: АВР по входному переменному напряжению; отключение внешних цепей на стороне выпрямленного напряжения.

БПН-1002 подключаются ко вторичной обмотке трансформатора напряжения соответственно. Установленные в блоке выпрямители питают оперативные цепи оперативным током. Напряжение 100 В к блокам питания БПН-1002 приходит от TV1-110кВ, к блоку питания БПН-2 от TV2-110кВ.

Недостатком существующей системы оперативного тока на ПС 110/10 кВ «Новопокровка» является низкая выходная мощность питающих устройств и отсутствие источника аварийного питания. Например при отсутствии напряжения на одной секции шин 110 кВ и КЗ на другой секции напряжение в оперативных цепях может упасть ниже допустимого уровня. Это приведет к отказу работы релейной защиты и, как следствие, возможному повреждению силового высоковольтного оборудования.

Поэтому предлагается установить на подстанции аппарат управления оперативным током АУОТ-20-220-УХЛ4 (АУОТ) в комплекте с аккумуляторной батареей. Максимальная выходная мощность АУОТа составляет 10 кВт.

Аппарат предназначен:

- для бесперебойного питания потребителей стабилизированным напряжением стандарта 220В;
- для заряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;
- для обеспечения подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме;
- для контроля состояния аккумуляторных батарей. Электрическая схема устройства обеспечивает:

Электрическая схема устройства обеспечивает:

- контроль тока аккумуляторной батареи, контроль напряжения на аккумуляторной батарее;
- контроль выходного напряжения и тока;
- световую индикацию включенного положения автоматических выключателей фидеров;
- автоматический контроль сопротивления цепей оперативного тока с индикацией об аварийном снижении сопротивления изоляции;
- защиту аккумуляторной батареи от коротких замыканий;
- селективную защиту отходящих фидеров от короткого замыкания;
- ограничение тока ПЗУ;
- автоматическое отключение модуля при возникновении неисправности и включение резервного выпрямительного модуля.

АУОТ-М-40-220-УХЛ4 комплектуется необслуживаемыми свинцово-кислотными герметичными аккумуляторами Sonnenschein типа А500 стандартной ёмкостью 65-85А/ч в количестве 17 шт.

Шкаф АУОТ-М состоит из двух силовых блоков, преобразующих переменное трехфазное напряжение от двух независимых вводов ( $3 \times 380\text{В}$ ) питающей сети в постоянное выходное напряжение  $150 \div 250\text{ В}$ . В случае пропадания, либо снижения ниже допустимого входного напряжения на «основном» силовом вводе, а так же в случае выхода из строя основного силового блока автоматически запускается «резервный» силовой блок. При пропадании напряжения на обоих силовых вводах, питание оперативных цепей осуществляется от аккумуляторной батареи, подключённой к выходу силовых блоков. При появлении любого из входных напряжений, соответствующий силовой блок автоматически возобновляет работу, обеспечивая установленные до исчезновения питания выходные параметры. Таким образом, реализована функция аварийного восстановления резерва (АВР) Во время переключения выходное напряжение поддерживается аккумуляторной батареей.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПОДСТАНЦИИ

### 5.1 Релейная защита трансформатора

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени.[14]

## 5.2 расчет сопротивлений и токов короткого замыкания

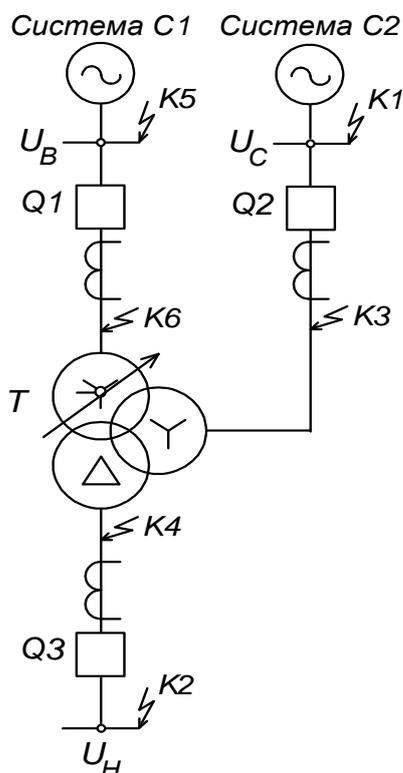


Рисунок 4 – Схема расчетных точек короткого замыкания

Составляем схему замещения – рис. 5, и вычисляем сопротивления систем  $C1$  и  $C2$  и обмоток трансформатора.

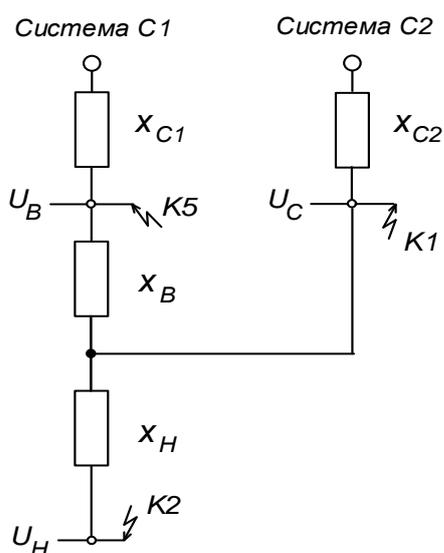


Рисунок 5 – Схема замещения

Работа систем в минимальном режиме соответствует отключению части присоединений. Но, поскольку вариантов таких отключений достаточно много, примем следующие расчетные условия:

$$x_{C1(\text{мин.})} / x_{C1(\text{макс.})} = 1,5 \quad (38)$$

$$x_{C2(\text{мин.})} / x_{C2(\text{макс.})} = 2 \quad (39)$$

где  $x_{C1(\text{макс.})}$  и  $x_{C2(\text{макс.})}$  соответствуют работе систем в максимальном режиме,  $x_{C1(\text{мин.})}$  и  $x_{C2(\text{мин.})}$  – работе систем в минимальном режиме.

Рассчитаем сопротивление системы  $C1$  в максимальном режиме. Для этого принимаем во внимание все токи, подтекающие к шинам ВН, кроме тока в трансформаторе (показан штриховой стрелкой):

$$x_{C1(\text{макс.})} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sum I_{\text{прис.}}} \quad (40)$$

$$x_{C1(\text{макс.})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (2,1+3,4)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,5} = 12,07 \text{ Ом} \quad (41)$$

Сопротивление системы  $C1$  в минимальном режиме.

$$x_{C1(\text{мин.})} = 1,5 \cdot x_{C1(\text{макс.})} \quad (42)$$

$$x_{C1(\text{мин.})} = 1,5 \cdot 24,159 = 36,23 \text{ Ом} \quad (43)$$

Для системы  $C2$  расчет выполняется аналогично, но следует принять во внимание, что токи этой стороны приведены к напряжению  $U_C$ , а параметры схемы замещения (рис. 5) должны быть приведены к одной ступени напряжения. Поэтому расчет выполняется в следующей последовательности: определяем сопротивление системы  $C2$  в максимальном режиме, приведенное к напряжению  $CH$ . При этом не учитываем ток, подтекающий к шинам через трансформатор:

$$x_{C2(\text{макс.}, CH)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot \sum I_{\text{прис.}}} \quad (44)$$

$$x_{C2(\text{макс.}, CH)} = \frac{38,5}{\sqrt{3} \cdot (8,9+0,7)} = \frac{38,5}{\sqrt{3} \cdot 9,6} = 2,32 \text{ Ом} \quad (45)$$

Сопротивление системы  $C2$  в максимальном режиме, приведенное к напряжению ВН:

$$x_{C2(\text{макс.})} = x_{C2(\text{макс.}, CH)} \cdot \frac{U_B^2}{U_C^2} \quad (46)$$

$$x_{C2(\text{макс.})} = 2,32 \cdot \frac{115^2}{38,5^2} = 82,64 \text{ Ом} \quad (47)$$

Сопротивление системы  $C2$  в минимальном режиме.

$$x_{C2(\text{мин.})} = 2 \cdot x_{C2(\text{макс.})} \quad (48)$$

$$x_{C2(\text{мин.})} = 2 \cdot 82,64 = 165,27 \text{ Ом} \quad (49)$$

Напряжения короткого замыкания отдельных сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5(U_{к.ВС} + U_{к.ВН} - U_{к.СН})\%; \quad (50)$$

$$U_{к.В} = 0,5(12,5 + 20 - 6,5) = 12,5\%$$

$$U_{к.С} = 0,5(U_{к.ВС} + U_{к.СН} - U_{к.ВН})\%; \quad (51)$$

$$U_{к.С} = 0,5(12,5 + 6,5 - 20) = 0\%$$

$$U_{к.Н} = 0,5(U_{к.ВН} + U_{к.СН} - U_{к.ВС})\%. \quad (52)$$

$$U_{к.Н} = 0,5(20 + 6,5 - 12,5) = 9,5\%$$

Сопровитления отдельных сторон трансформатора, приведенные к напряжению высокой стороны:

$$x_B = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot \frac{U_{ном.В}^2}{S_T} \text{ Ом}; \quad (53)$$

$$x_B = \frac{13}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 165,31 \text{ Ом}$$

$$x_C = 0; \quad (54)$$

$$x_H = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot \frac{U_{ном.В}^2}{S_T} \text{ Ом}. \quad (55)$$

$$x_H = \frac{7}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 125,64 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания, необходимый для расчета уставок защит, определяем для максимального режима систем, а ток двухфазного к.з., по которому защиты проверяются по чувствительности – в минимальном режиме. Получаемые результаты могут несколько отличаться от исходных данных. Причина: расчетными напряжениями соответствующих сторон в данном примере будут братья значения 115, 38,5 и 11 кВ, а в исходных данных брались напряжения, отвечающие конкретным режимам систем С1 и С2.

Расчеты выполняются для нескольких режимов – при двустороннем питании и при отключении одной из систем, с учетом и без учета изменения

сопротивлений сторон трансформатора при работе устройств регулирования напряжения.

Схема замещения для этого режима приведена на рис. 6.

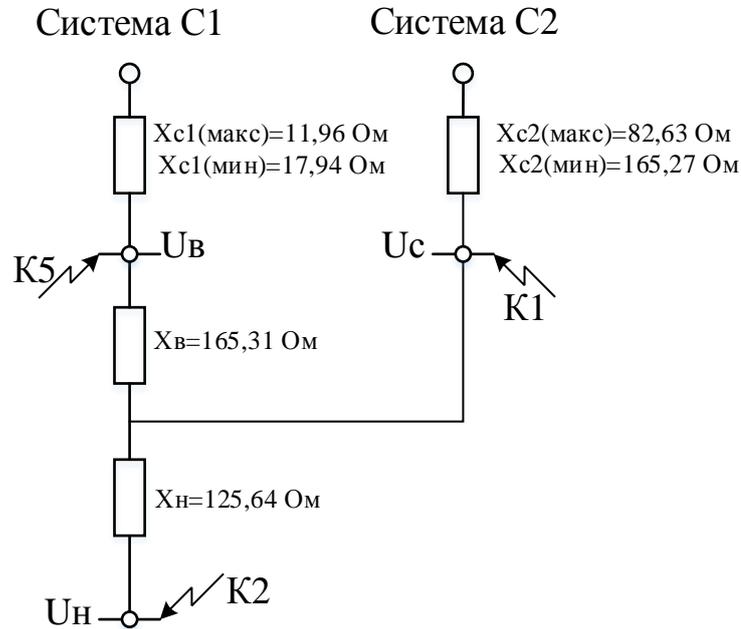


Рисунок 6 – Схема замещения к режиму 3.

Расчет токов короткого замыкания при работе обоих источников питания. Ток к.з. на шинах среднего напряжения (точка  $K1$ ):

$$I_{K1.макс.(C1)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C1(макс.)} + x_B)} \text{ кА}; \quad (56)$$

$$I_{K1.макс.(C1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (11,96 + 165,31)} = 0,749 \text{ кА}$$

$$I_{K1.макс.(C2)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot x_{C2(макс.)}} \text{ кА}; \quad (57)$$

$$I_{K1.макс.(C2)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,96} = 1,607 \text{ кА}$$

$$I_{K1.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot (x_{C1(мин.)} + x_B)} \text{ кА.} \quad (58)$$

$$I_{K1.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot (17,94 + 165,31)} = 0,628 \text{ кА}$$

$$I_{K1.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot x_{C2(мин.)}} \text{ кА.} \quad (59)$$

$$I_{K1.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot 165,27} = 0,696 \text{ кА}$$

Ток к.з. на шинах низшего напряжения (точка K2):

$$I_{K2.макс.}''' = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot \left[ \frac{(x_{C1(макс.)} + x_B) \cdot x_{C2(макс.)} + x_H}{x_{C1(макс.)} + x_B + x_{C2(макс.)}} \right]} \text{ кА;} \quad (60)$$

$$I_{K2.макс.}''' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \left[ \frac{(11,963 + 165,31) \cdot 82,64}{17,94 + 165,31 + 82,64} + 148,12 \right]} = 0,89 \text{ кА}$$

$$I_{K2.макс.}' = I_{K2.макс.}''' \cdot \frac{x_{C2(макс.)}}{x_{C1(макс.)} + x_B + x_{C2(макс.)}} \text{ кА;} \quad (61)$$

$$I'_{K2.макс.} = 0,498 \cdot \frac{165,27}{17,94+165,31+82,64} = 0,459 \text{ кА}$$

$$I''_{K2.макс.} = I'''_{K2.макс.} \cdot \frac{x_{C1(макс.)} + x_B}{x_{C1(макс.)} + x_B + x_{C2(макс.)}} \text{ кА}; \quad (62)$$

$$I''_{K2.макс.} = 0,353 \cdot \frac{45,79+275,08}{45,79+275,08+793,37} = 0,102 \text{ кА}$$

$$I'''_{K2.мин.} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot \left[ \frac{(x_{C1(мин.)} + x_B) \cdot x_{C2(мин.)}}{x_{C1(мин.)} + x_B + x_{C2(мин.)}} + x_H \right]} \text{ кА}; \quad (63)$$

$$I'''_{K2.мин.} = \frac{115}{2 \cdot \left[ \frac{(68,685+275,08) \cdot 1586,74}{68,685+275,08+1586,74} + 148,12 \right]} = 0,267 \text{ кА}$$

$$I'_{K2.мин.} = I'''_{K2.мин.} \cdot \frac{x_{C2(мин.)}}{x_{C1(мин.)} + x_B + x_{C2(мин.)}} \text{ кА}; \quad (64)$$

$$I'_{K2.мин.} = 0,267 \cdot \frac{1586,74}{68,685+275,08+1586,74} = 0,219 \text{ кА}$$

$$I''_{K2.мин.} = I'''_{K2.мин.} \cdot \frac{x_{C1(мин.)} + x_B}{x_{C1(мин.)} + x_B + x_{C2(мин.)}} \text{ кА}; \quad (65)$$

$$I''_{K2.мин.} = 0,267 \cdot \frac{68,685+275,08}{68,685+275,08+1586,74} = 0,047 \text{ кА}$$

Ток к.з. на шинах высшего напряжения (точка K5):

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C2)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C2(макс.)} + x_B)} \text{ кА}; \quad (66)$$

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C2)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (793,37+275,08)} = 0,124 \text{ кА}$$

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C1)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot x_{C1(макс.)}} \text{ кА}; \quad (67)$$

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C1)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 45,79} = 2,899 \text{ кА}$$

$$I^{(2)}_{K5.мин.(C2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot (x_{C2(мин.)} + x_B)} \text{ кА}. \quad (68)$$

$$I_{K5.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot (1586,74 + 275,08)} = 0,062 \text{ кА}$$

$$I_{K5.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot x_{C1(мин.)}} \text{ кА.} \quad (69)$$

$$I_{K5.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot 68,685} = 1,674 \text{ кА}$$

Изменение сопротивлений отдельных сторон трансформатора, обусловленное действием устройств регулирования напряжения, с некоторой погрешностью можно определить по следующим формулам [2]:

$$x_{T.мин.} = x_{T.ном.} \cdot (1 - \Delta U)^2; \quad (70)$$

$$x_{T.макс.} = x_{T.ном.} \cdot (1 + \Delta U)^2. \quad (71)$$

Отсюда:

$$x_{B.мин.} = x_{B.ном.} \cdot (1 - \Delta U)^2 \text{ Ом}; \quad (72)$$

$$x_{B.мин.} = 275,08 \cdot (1 - 0,12)^2 = 213,022 \text{ Ом}$$

$$x_{B.макс.} = x_{B.ном.} \cdot (1 + \Delta U)^2 \text{ Ом}; \quad (73)$$

$$x_{B.макс.} = 275,08 \cdot (1 + 0,12)^2 = 345,06 \text{ Ом}$$

$$x_{H.мин.} = x_{H.ном.} \cdot (1 - \Delta U)^2 \text{ Ом}; \quad (74)$$

$$x_{H.мин.} = 148,12 \cdot (1 - 0,12)^2 = 114,704 \text{ Ом}$$

$$x_{H.макс.} = x_{H.ном.} \cdot (1 + \Delta U)^2 \text{ Ом.} \quad (75)$$

$$x_{H.макс.} = 148,12 \cdot (1 + 0,12)^2 = 185,802 \text{ Ом}$$

Схема замещения для режима приведена на рис. 7.

Расчет токов короткого замыкания при работе обоих источников питания. Ток к.з. на шинах среднего напряжения (точка  $KI$ ):

$$I_{KI.макс.(C1)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.})} \text{ кА}; \quad (76)$$

$$I_{KI.макс.(C1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (45,79 + 213,022)} = 0,513 \text{ кА}$$

$$I_{KI.макс.(C2)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot x_{C2(макс.)}} \text{ кА}; \quad (77)$$

$$I_{K1.макс.(C2)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3 \cdot 793,37}} = 0,167 \text{ кА}$$

$$I_{K1.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot (x_{C1(мин.)} + x_{В.макс.})} \text{ кА.} \quad (78)$$

$$I_{K1.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot (68,685 + 345,06)} = 0,278 \text{ кА}$$

$$I_{K1.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot x_{C2(мин.)}} \text{ кА.} \quad (79)$$

$$I_{K1.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot 1586,74} = 0,072 \text{ кА}$$

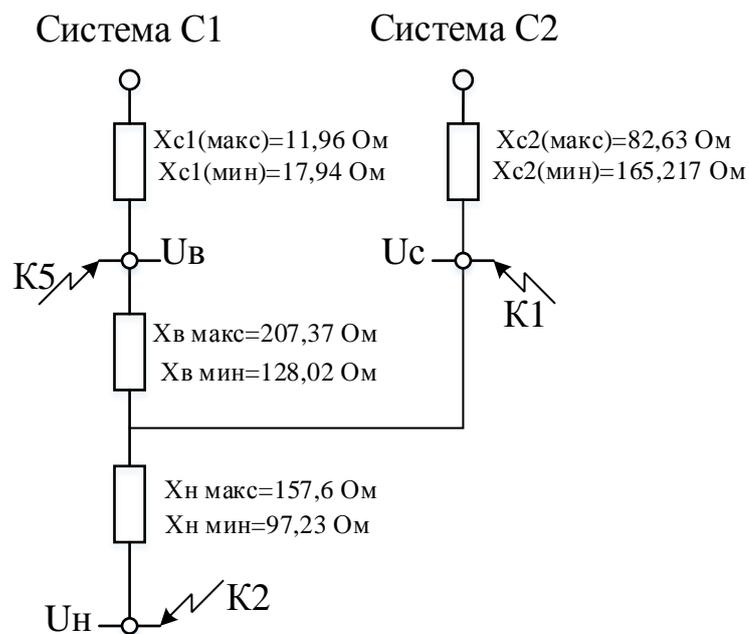


Рисунок 7 – Схема замещения к режиму при двухстороннем питании.

Ток к.з. на шинах низшего напряжения (точка К2):

$$I''_{K2.макс.} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot \left[ \frac{(x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.}) \cdot x_{C2(макс.)}}{x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.} + x_{C2(макс.)}} + x_{H.мин.} \right]} \text{ кА}; \quad (80)$$

$$I''_{K2.макс.} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \left[ \frac{(45,79 + 213,022) \cdot 793,37}{45,79 + 213,022 + 793,37} + 114,704 \right]} = 0,429 \text{ кА}$$

$$I'_{K2.макс.} = I''_{K2.макс.} \cdot \frac{x_{C2(макс.)}}{x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.} + x_{C2(макс.)}} \text{ кА}; \quad (81)$$

$$I'_{K2.макс.} = 0,429 \cdot \frac{793,37}{45,79 + 213,022 + 793,37} = 0,323 \text{ кА}$$

$$I''_{K2.макс.} = I''_{K2.макс.} \cdot \frac{x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.}}{x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.} + x_{C2(макс.)}} \text{ кА}; \quad (82)$$

$$I''_{K2.макс.} = 0,429 \cdot \frac{45,79 + 213,022}{45,79 + 213,022 + 793,37} = 0,106 \text{ кА}$$

$$I''_{K2.мин.} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot \left[ \frac{(x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.}) \cdot x_{C2(мин.)}}{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.} + x_{C2(мин.)}} + x_{H.макс.} \right]} \text{ кА}; \quad (83)$$

$$I''_{K2.мин.} = \frac{115}{2 \cdot \left[ \frac{(68,685+345,06) \cdot 1586,74}{68,685+345,06+1586,74} + 185,802 \right]} = 0,224 \text{ кА}$$

$$I'_{K2.мин.} = I''_{K2.мин.} \cdot \frac{x_{C2(мин.)}}{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.} + x_{C2(мин.)}} \text{ кА}; \quad (84)$$

$$I'_{K2.мин.} = 0,224 \cdot \frac{1586,74}{68,685+345,06+1586,74} = 0,178 \text{ кА}$$

$$I''_{K2.мин.} = I''_{K2.мин.} \cdot \frac{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.}}{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.} + x_{C2(мин.)}} \text{ кА}; \quad (85)$$

$$I''_{K2.мин.} = 0,224 \cdot \frac{68,685+345,06}{68,685+345,06+1586,74} = 0,046 \text{ кА}$$

Ток к.з. на шинах высшего напряжения (точка K5):

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C2)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C2(макс.)} + x_{B.мин.})} \text{ кА}; \quad (86)$$

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C2)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (793,37+213,022)} = 0,132 \text{ кА}$$

$$I_{K5.макс.(C1)}^{(3)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3} \cdot x_{C1(макс.)}} \text{ кА}; \quad (87)$$

$$I_{K5.макс.(C1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 45,79} = 2,899 \text{ кА}$$

$$I_{K5.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot (x_{C2(мин.)} + x_{В.макс.})} \text{ кА}. \quad (88)$$

$$I_{K5.мин.(C2)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot (1586,74 + 345,06)} = 0,06 \text{ кА}$$

$$I_{K5.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{U_{ном.В}}{2 \cdot x_{C1(мин.)}} \text{ кА}. \quad (89)$$

$$I_{K5.мин.(C1)}^{(2)} = \frac{115}{2 \cdot 68,685} = 1,674 \text{ кА}$$

### 5.3 Расчет дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора, выполненной на устройстве «Сириус-ТЗ»

Для того, чтобы сопоставить порядок и объем расчетов с выполненными ранее, рассчитаем параметры дифференциальной токовой защиты силового трансформатора ТМТН-6300/110 (115 ± 12% / 38,5 ± 5% / 11) кВ, Y/Y/Δ-11 для терминала «Сириус-ТЗ». Устройства регулирования напряжения – в нейтральном положении.

Величин токов к.з. в точках К1, К2 и К3, приведены на рис. 8.

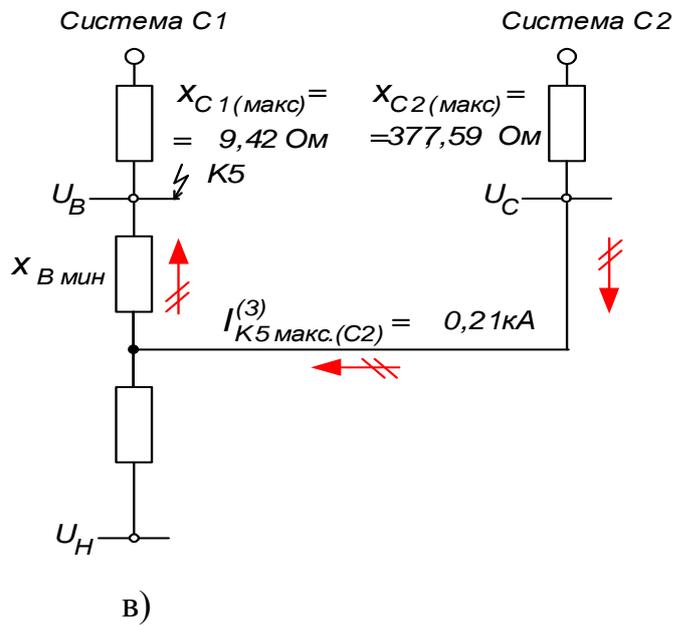
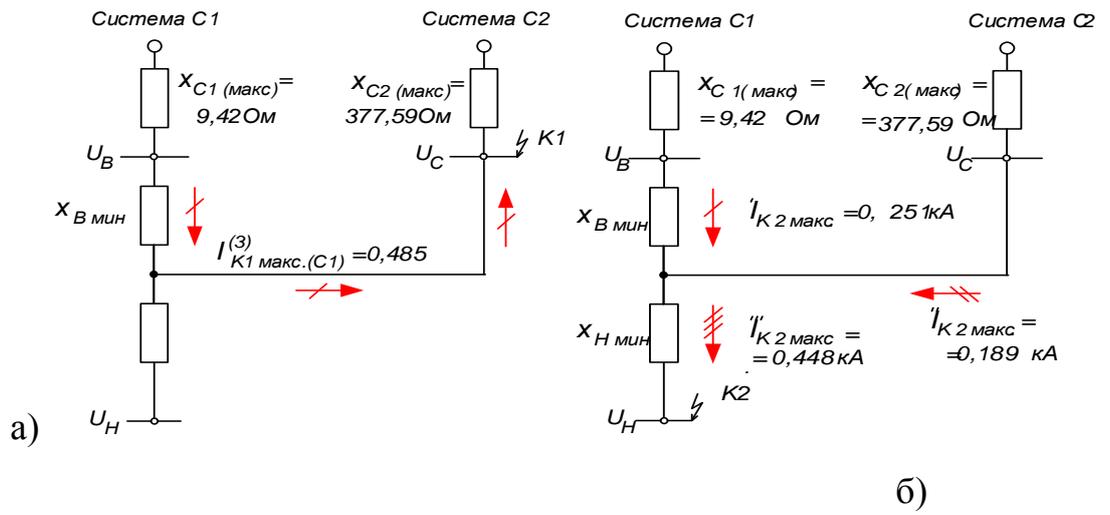


Рисунок 8 – Величины токов при внешних к.з. (а, б, в).

Таблица № 13 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора.

Наименование величины, обозначение и расчетная формула	Результаты расчета		
	Сторона высокого напряжения – 115 кВ	Сторона среднего напряжения – 38,5 кВ	Сторона низкого напряжения – 11 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А $I_{перв.ном.i} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 62,75$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,16$
Схема соединения вторичных обмоток трансформаторов тока	звезда	звезда	треугольник
Коэффициент схемы $k_{сх.i}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Принятый к установке коэффициент трансформации ТТ $k_{ТА.i} \geq \frac{I_{перв.расч.i}}{5}$	$\frac{75}{5}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{1500}{5}$

1	2	3	4
<p>Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А</p> $I_{втор.ном.i} = \frac{I_{перв.ном.i} \cdot k_{сх.i}}{k_{ТА.i}}$	$\frac{62,75 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 7,24$	$\frac{374,9 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 8,11$	$\frac{1312,16 \cdot I}{1500/5} = 4,374$
Группа соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ - см. ниже)	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ (0/1/5/6/7/11)	11	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы).	Группа ТТ ВН	Группа ТТ СН	Группа ТТ НН
Диапазон значений (0/1/5/6/7/11)	11	11	0
Размах РПН, %	12 %		

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для  $I_{ном}=5$  А базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 4,20; 4,70 и 4,40 укладываются в указанный диапазон.

Уставки «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ.

Таблица №15 – Группы цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформаторов звезда–треугольник

#### 5.4 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения  $I_{\partial I} / I_{баз.}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках. [19]

Значение  $I_{\partial I.чувст.(груб.)} / I_{баз.}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$I_{\partial I.чувст.} / I_{баз.} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*} \quad (91)$$

где  $k_{отс.} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч.*}$  – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.*} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.} \quad (92)$$

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями ТТ):

$k_{пер.}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн.}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,05.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, рекомендуется принимать  $k_{пер.} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50% или  $k_{пер.} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. При расчете уставок грубой тормозной характеристики принимается случай недействия подстройки под текущее положение РПН и  $\Delta U_{РПН}$  принимается равным полному размаху РПН.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{добав.} = 0,04$ .

Если расчетное значение  $I_{диф.} / I_{баз.}$  окажется меньше 0,3, то необходимо принять  $I_{диф.} / I_{баз.} = 0,3$ .

Коэффициент торможения  $k_{торм.}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{баз.}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.[20]

Рассчитываются значения  $k_{торм.чувст.}$  и  $k_{торм.груб.}$  – для чувствительной и грубой тормозных характеристик соответственно.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{скв.}$ , он может вызвать дифференциальный ток, который равняется току небаланса:

$$I_{\text{диф.}} = I_{\text{нб.расч.}} = (k_{\text{пер.}} \cdot k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}}) \cdot I_{\text{скв.}} \quad (93)$$

где  $\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме (для ТТ класса 10Р принимается значение 0,1, для 5Р – 0,05).

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{m2} / I_{\text{баз.}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуются уставки для чувствительной и грубой характеристик срабатывания. [23]

$$I_{m2\text{чувст.}} / I_{\text{баз.}} = I_{m2\text{груб.}} / I_{\text{баз.}} = 1,5 \div 2 \quad (94)$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в устройстве автоматически и равна:

$$I_{m1\text{чувст.}(груб.)} / I_{\text{баз.}} = (I_{\partial 1\text{чувст.}(груб.)} / I_{\text{баз.}}) \cdot 100 / k_{\text{торм.чувст.}(груб.)} \quad (95)$$

При больших уставках  $I_{\partial 1\text{чувст.}(груб.)} / I_{\text{баз.}}$  следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую:  $I_{m1\text{чувст.}(груб.)} / I_{\text{баз.}} < I_{m2\text{чувст.}} / I_{\text{баз.}}$ .

Уставка блокировки по второй гармонике  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%.

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая  $\Delta U_{\text{РПН}}$  не превышает значение 0,04. Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики сведен в табл. 15.

Таблица № 15 – Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.расч.*} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,04 + 0,04 = 0,18$
Выбор срабатывания уставки	$I_{\partial I_{чувст.}} / I_{баз.} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*}$	$1,2 \cdot 0,18 = 0,216$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\partial I_{чувст.}} / I_{баз.}$ », диапазон уставки $(0,3 - 1,0)I_{баз.}$	принимается 0,3
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{сн.т.} = \sqrt{1 - I_{нб.расч.*}}$	$\sqrt{1 - 0,18} = 0,9$
Расчетный коэффициент торможения, в процентах	$k_{торм.} = 100 \cdot k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*} / k_{сн.т.}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,18 / 0,9 = 24$

1	2	3
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $k_{\text{торм.чувст.}, \%}$ » диапазон уставки (10 - 100)%	24 %
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т2чувст.}} / I_{\text{баз.}}$ », рекомендуемый диапазон уставки (1,0 - 2,0) $I_{\text{баз.}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\text{д22}} / I_{\text{д21}}$ , диапазон уставки (0,06 - 0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходим из реального диапазона регулирования РПН, принимая  $\Delta U_{\text{РПН}} = 0,12$ .

Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики сведем в таблице 16.

Таблица №16 – Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.расч.*} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,04 = 0,26$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\partial I_{груб.}} / I_{баз.} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*}$	$1,2 \cdot 0,26 = 0,312$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\partial I_{груб.}} / I_{баз.}$ », диапазон уставки $(0,3 - 1,0)I_{баз.}$	принимаем 0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{сн.т.} = \sqrt{1 - I_{нб.расч.*}}$	$\sqrt{1 - 0,26} = 0,86$
Расчетный коэффициент торможения, в процентах	$k_{торм.} = 100 \cdot k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*} / k_{сн.т.}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,26 / 0,86 = 36,28$

1	2	3
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $k_{\text{торм.чувст.}}$ , %» диапазон уставки (10 - 100)%	37%
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т2груб.}} / I_{\text{баз.}}$ », рекомендуемый диапазон уставки (1,0 - 2,0) $I_{\text{баз.}}$	2,0

Тормозные характеристики ступени ДЗТ-2 приведены на рис. 10

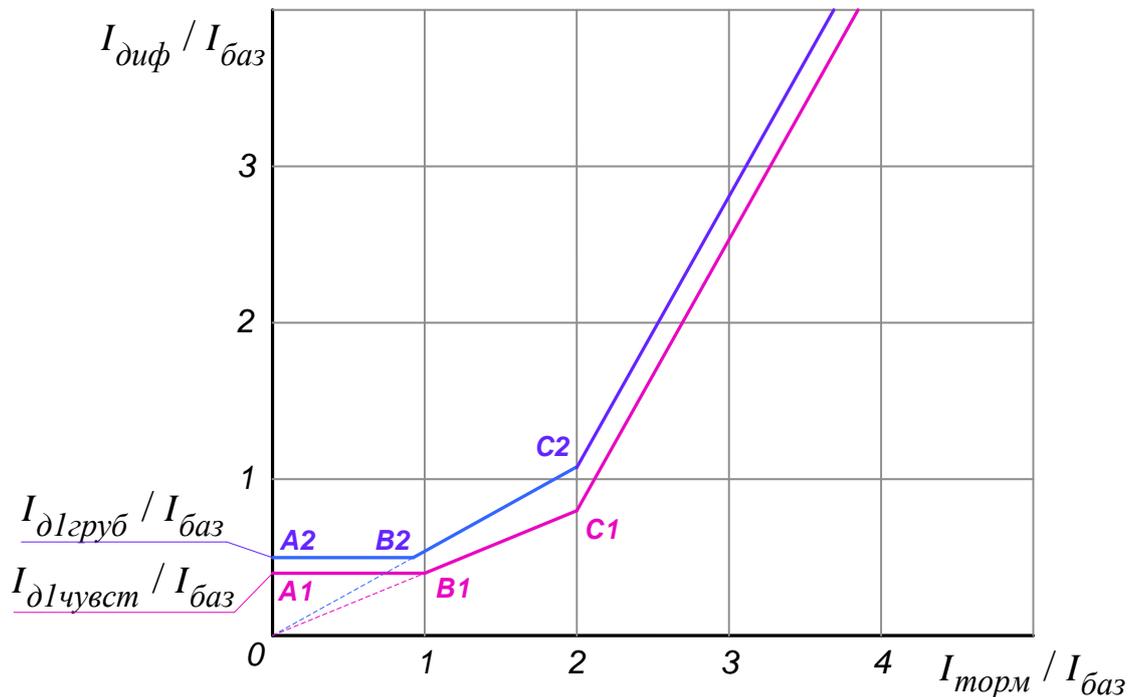


Рисунок 9 – Тормозные характеристики чувствительной (A1, B1, C1) и грубой (A2, B2, C2) ступеней ДЗТ-2.

## 5.5 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Отстройку производим от срабатывания при КЗ на стороне НН, а также при КЗ на стороне СН. В соответствии с рекомендациями [17] принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1. Расчет сведем в табл. 17.

Таблица № 17 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения для стороны	
		СН	НН
1	2	3	4
Максимальный ток внешнего к.з., приведенный к стороне ВН, А	$I_{к.з.внеш.макс.}$	746	703
Расчетный ток максимального внешнего к.з., приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е.)	$I_{к.з.внеш.макс.*} = I_{к.з.внеш.макс.} / I_{баз.ВН}$	$746 / 100,53 = 7,42$	$703 / 100,53 = 6,99$
Расчетный ток небаланса при внешнем к.з. (в о.е.)	$I_{нб.} = k'_{отс.} \cdot (k'_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \cdot I_{к.з.внеш.макс.*}$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 7,42 = 5,12$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 6,99 = 4,82$

1	2	3
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем к.з. (в о.е.)	Должны выполняться условия: $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{нб}$ и $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	принимается значение 6,0
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	$I_{диф.чувств.} / I_{баз} =$ $= I_{диф.груб.} / I_{баз}$ диапазон уставки $(4,0 - 30,0) I_{баз}$	6,0

### 5.6 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2 [19]. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения, но в нашем случае расчетные режимы - другие. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не обязательно. Для демонстрации ниже приводится пример расчета чувствительности.

Определим коэффициент чувствительности для рассматриваемых точек к.з. Расчет производится для грубых уставок.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з.} = I_{ном.ВН} \cdot (I_{диф.груб.} / I_{баз.}) \text{ А.} \quad (96)$$

$$I_{с.з.} = 62,75 \cdot 0,4 = 25,1 \text{ А.}$$

При проверке чувствительности защиты учитываем, что благодаря направленности торможения при внутренних к.з. тормозной ток отсутствует.

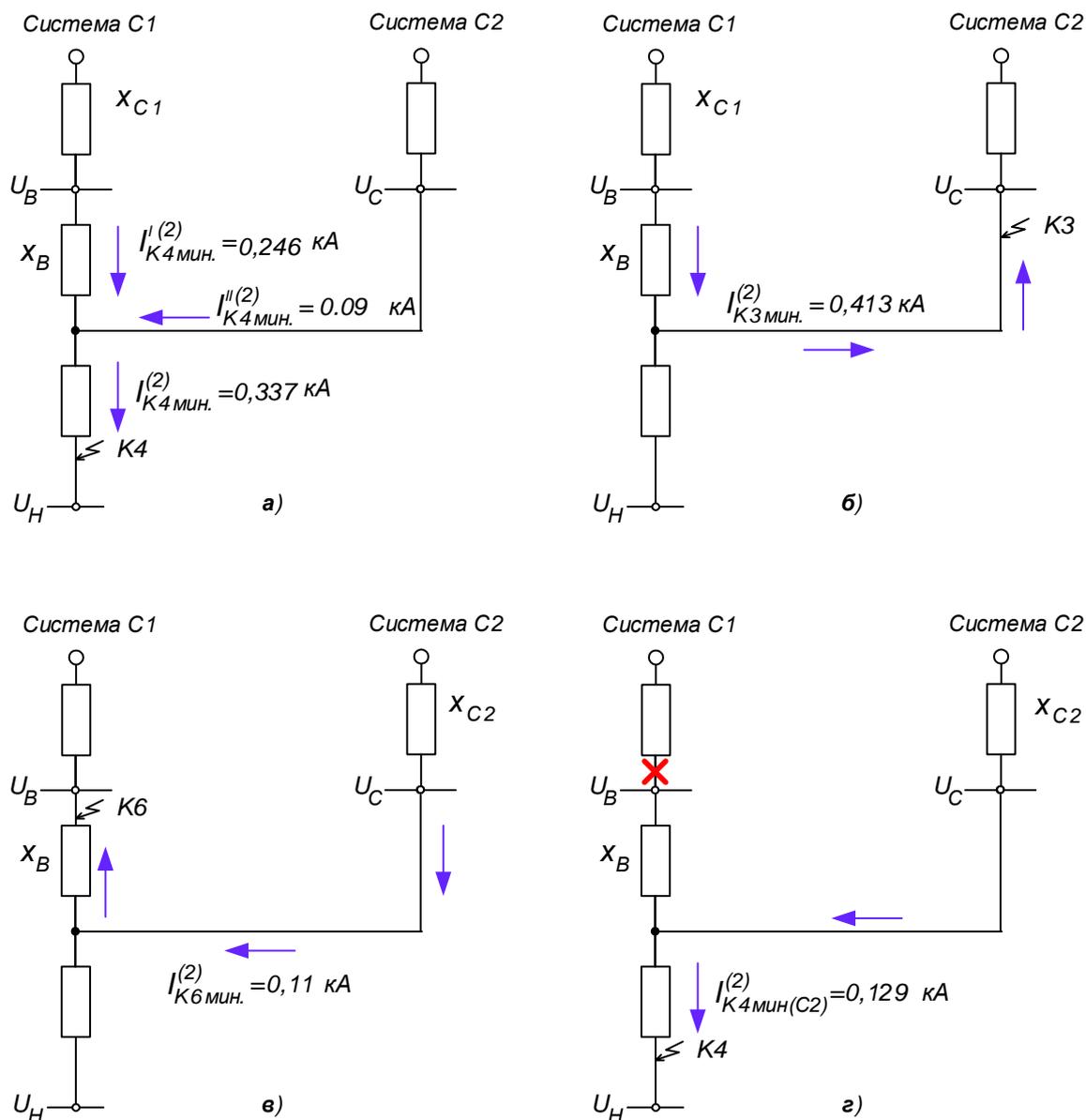


Рисунок – 10 Токи при двухфазных к.з. в зоне действия защиты

Как видно из приведенных рисунков, наименьшие токи наблюдаются в случаях в и г.

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне ВН и подпитке точки к.з. со стороны СН (рис. 14, в):

$$k_{ч.К6} = I_{К6 мин.}^{(2)} / I_{с.з.} \quad (97)$$

$$k_{ч.К6} = 110 / 25,1 = 4,38$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН при отключенном выключателе на стороне ВН и подпитке точки к.з. только со стороны СН (рис. 11, г):

$$k_{ч.К4} = I_{К4_{мин.}(C2)}^{(2)} / I_{с.з.} \quad (98)$$

$$k_{ч.К4} = 129 / 25,1 = 5,14$$

### 5.7 Защита отходящих линий 110 и 35кВ

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 [16].

В соответствии с ПУЭ [13] 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 объёме 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[25].

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, светодиода 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.

### **5.8 Расчет защиты воздушных линий 110 кВ**

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Роцино.

$$X_{c.з.}^I = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l_{c-c2} \quad (99)$$

$$X_{c.з.}^I = 0.85 \cdot 47,22 \cdot 0.4 = 16,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$X_{c.p.}^I = K_{cx} \cdot \frac{K_I}{K_V} \cdot X_{c.з.}^I \quad (100)$$

где  $K_V$  – коэффициент трансформатора напряжения.

$$X_{c.p.}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 0.952 = 0.71 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$X_{c.з.}^{II} = 0.85 \cdot X_{y\partial} \cdot l_n \quad (101)$$

$$X_{c.з.}^{II} = 0.85 \cdot 12.5 \cdot 0.4 = 4.25 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле второй ступени:

$$X_{c.p.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 4.25 = 3 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0.6 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты третьей ступени:

$$X_{c.з.}^{III} = 0.85 \cdot \left( X_{y\partial} \cdot l_n + \frac{0.85 \cdot X_{y\partial} \cdot l_{n-б}}{K_{mp}} \right) \quad (102)$$

$K_{mp}$  – коэффициент тока распределения, 1.

$$X_{c.з.}^{III} = 0.85 \cdot (12.5 \cdot 0.4 + 0.85 \cdot 5.82 \cdot 0.4) = 5.932 \text{ Ом.}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени:

$$X_{c.p.}^{III} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 5.932 = 4.4 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1.1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты определяется:

$$K_{\text{ч}}^{III} = \frac{X_{\text{с.з.}}^{III}}{X_{\text{уд}} \cdot l_n} > 1.2 \quad (103)$$

$$K_{\text{ч}}^{III} = \frac{5.932}{12.5 \cdot 0.4} = 1.21 > 1.2$$

Сопротивление срабатывания защиты четвертой ступени:

$$X_{\text{с.з.}}^{IV} = \frac{0.95 \cdot U_{\text{ном}}}{I_{\text{дл}}} \quad (104)$$

где  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение на стороне 110 кВ  $I_{\text{дл}}$  - длительно допустимый ток.

$$X_{\text{с.з.}}^{IV} = \frac{0.95 \cdot 115}{0.375} = 93.7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени:

$$X_{\text{с.р.}}^{IV} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 93.7 = 69.55 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания четвертой ступени:

$$t_{IV} = 1.6 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности четвертой ступени:

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{93.7}{12.5 \cdot 0.4} = 18.7 > 1.2$$

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Роцино удовлетворяет чувствительности на каждой ступени защиты.

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Дальнереченская.

Сопротивление срабатывания защиты первой степени:

$$X_{с.з.}^I = 0.85 \cdot 80 \cdot 0.4 = 27.2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле:

$$X_{с.р.}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 9.452 = 7.02 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания первой степени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй степени:

$$X_{с.з.}^{II} = \frac{0.95 \cdot 115}{0.33} = 106.5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле второй степени:

$$X_{с.р.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 106.5 = 79.05 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания второй степени:

$$t_{II} = 0.6 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности второй степени определяется:

$$K_{ч}^{II} = \frac{106.5}{27.8 \cdot 0.4} = 9.6 > 1.2$$

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Дальнереченская удовлетворяет чувствительности на каждой степени защиты.

Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на

смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока, проходящего через нее при повреждении в конце участка.

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП. Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени[20].

Отсечка с выдержкой времени на линиях. Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов:

$$t_{c.o.} = 0.4 \text{ с.}$$

Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

- 1) отстройка производится от меньших токов более удаленных точек КЗ;
- 2) значения коэффициента надежности могут приниматься значительно меньшими, а для нашего случая, для реле серии РТ-40, принимается 1.2;
- 3) требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{c.o.} = K_H \cdot I_{к.мах}^{(3)} \quad (105)$$

где  $I_{к.мах}^{(3)}$  - ток определяемый при максимальном режиме;  $K_H$  - коэффициент надежности, равный 1.2.

Коэффициент токовой отсечки определяется следующим выражением:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0.87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{с.о}}} > 1.2 \quad (106)$$

Определяем токовую отсечку с выдержкой времени на линии Рошино.

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{с.о.}} = 1.2 \cdot 1.13 = 1.356 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{1.356 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{750} = 15.66 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0.87 \cdot 1.166 \cdot \sqrt{3}}{1.356} = 1.3 > 1.2$$

Определяем токовую отсечку с выдержкой времени на линии Рошино.

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{с.о.}} = 1.2 \cdot 0.938 = 1.126 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{1.126 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{750} = 13 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0.87 \cdot 1.166 \cdot \sqrt{3}}{1.126} = 1.56 > 1.2$$

Определяем токовую отсечку с выдержкой времени на линии Иман.

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{с.о.}} = 1.2 \cdot 0.739 = 0.887 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{0.887 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{750} = 10.24 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0.87 \cdot 1.166 \cdot \sqrt{3}}{0.887} = 1.98 > 1.2$$

### 1.5.9 Расчет защиты воздушных линий 35 кВ

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Лукьяновка.

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$X_{c.з.}^I = 0.85 \cdot 0.4 \cdot 17.95 = 6.222 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле:

$$X_{c.p.}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 6.222 = 4.62 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$X_{c.з.}^{II} = \frac{0.95 \cdot 37}{0.210} = 167.4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле второй ступени:

$$X_{c.p.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 167.4 = 124.26 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0.6 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени определяется:

$$K_{\text{ч}}^{II} = \frac{X_{c.з.}^{II}}{X_{y\partial} \cdot I_y} > 1.2$$

$$K_{\text{ч}}^{II} = \frac{167.4}{18.3 \cdot 0.4} = 22.7 > 1.2$$

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Лукьяновка удовлетворяет чувствительности на каждой ступени защиты.

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Ракитное.

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$X_{с.з.}^I = 0.85 \cdot 23.8 \cdot 0.4 = 7.548 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле:

$$X_{с.р.}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 7.548 = 5.6 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$X_{с.з.}^{II} = 0.85 \cdot (23.8 \cdot 0.4 + 0.85 \cdot 25.6 \cdot 0.4) = 14.946 \text{ Ом.}$$

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$X_{с.р.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 14.946 = 11.09 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0.6 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени дистанционной защиты определяется:

$$K_{ч}^{II} = \frac{14.946}{22.2 \cdot 0.4} = 1.68 > 1.25$$

Сопротивление срабатывания защиты третьей ступени:

$$X_{с.з.}^{III} = \frac{0.95 \cdot 37}{0.375} = 93.7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания реле третьей ступени:

$$X_{c.p.}^{III} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{350} \cdot 93.7 = 69.55 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1.1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени определяется:

$$K_{\text{ч}}^{III} = \frac{93.7}{22.2 \cdot 0.4} = 10.3 > 1.2$$

Дистанционная защита на линии Новопокровка – Рощино удовлетворяет чувствительности на каждой ступени защиты.

Определяем токовую отсечку с выдержкой времени на линии Лукьяновка.

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c.o.} = 1.2 \cdot 0.852 = 1.022 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{1.022 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{750} = 11.8 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0.87 \cdot 1.166 \cdot \sqrt{3}}{1.022} = 1.72 > 1.2$$

Определяем токовую отсечку с выдержкой времени на линии Ракитное.

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c.o.} = 1.2 \cdot 0.768 = 0.922 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{0.922 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{750} = 10.65 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0.87 \cdot 1.166 \cdot \sqrt{3}}{0.922} = 1.91 > 1.2$$

Токовая отсечка с выдержкой времени, выполненная на линиях 35 кВ, удовлетворяет требованиям чувствительности.

### **5.10 Описание релейной защиты кабельных линий 10 кВ**

Для линий в сетях 3 – 10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена однорелейной, двухрелейной или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени[25].

На нереактивных кабельных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций, токовые отсечки должны быть выполнены без выдержки времени и зона их действия должна быть определена из условия отключения КЗ, сопровождающихся остаточным напряжением на шинах указанных электростанций ниже 0.5 – 0.6 номинального. Для выполнения указанного условия допускается выполнять защиту неселективной в сочетании с устройствами АПВ и АВР, исправляющими полностью или частично неселективное действие защиты. Допускается устанавливать указанные отсечки также на линиях, отходящих от шин подстанций и питающих крупные синхронные электродвигатели.

Если на нереактированных кабельных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций, токовые отсечки не могут быть применены по требованиям селективности, то для обеспечения быстродействия допускается предусматривать поперечную дифференциальную токовую защиту (для сдвоенных кабельных линий) и продольную дифференциальную токовую защиту для коротких участков линий; при необходимости прокладки специального кабеля только для продольной дифференциальной защиты длина его должна быть не более 3 км. Применение этих защит допускается также для рабочих линий собственных нужд тепловых электростанций.

На реактированных линиях, выключатели которых не рассчитаны на отключение КЗ до реактора, токовые отсечки не допускаются.

На одиночных линиях с двусторонним питанием при наличии или отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными.

В целях упрощения защит и обеспечения их селективного действия допускается применять автоматическое деление сети на радиальные участки в момент возникновения повреждения с последующим автоматическим её восстановлением.

Если ненаправленная или направленная токовая ступенчатая защита не обеспечивает требуемых быстродействия и селективности, допускается предусматривать следующие защиты:

- 1) дистанционную защиту в простейшем исполнении;
- 2) поперечную дифференциальную токовую защиту (для сдвоенных кабельных линий);
- 3) продольную дифференциальную токовую защиту для коротких участков линий; при необходимости прокладки специального кабеля только

для продольной дифференциальной защиты длина его должна быть не более 3 км.

Для защит, указанных выше, в качестве резервной защиты следует предусматривать токовую защиту.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде :

1) селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

2) селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

3) устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, реагирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторного действия.

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени по требованиям безопасности, должна отключать только элемент, питающий поврежденный участок; при этом в качестве резервной должна быть предусмотрена защита, выполняемая в виде защиты нулевой последовательности с выдержкой времени около 0.5 с, действующая на отключение всей электрически связанной сети – системы шин или питающего трансформатора.

Увеличение тока промышленной частоты специально для обеспечения действия защиты в сети с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор (например, с помощью расстройки реактора), как правило, не допускается предусматривать.

### **5.11 Дифференциальная защита шин 110 кВ**

Дифференциальной токовой защитой шин называется защита, основанная на сравнении токов в присоединениях защищаемых шин. В рассматриваемом случае на всех присоединениях установлены ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации. Пусковой орган (реле Р) включен в дифференциальную цепь на сумму токов присоединений. Зона действия защиты ограничивается ТТ, устанавливаемыми так, чтобы выключатели присоединений входили в зону действия.

В основе выполнения защиты лежат следующие принципы:

защита не должна излишне срабатывать при к.з. вне защищаемых шин и любом распределении элементов между их двумя системами;

при фиксированном распределении элементов должна отключаться только одна поврежденная система;

при нарушении фиксации и к.з. на одной системе шин допускается отключение обеих систем шин. Для предотвращения этого необходимо производить переключения в цепях переменного и оперативного тока элемента с нарушенной фиксацией;

защита должна функционировать и в моменты переключения элементов;

На работу защиты не оказывают влияния токи нагрузки при несимметричных КЗ в зоне действия.

Одним из недостатков дифференциального принципа является возможность ложного срабатывания защиты при обрыве соединительных проводов. Для устранения этого недостатка ток срабатывания выбирают несколько превышающим максимальный рабочий ток наиболее мощного присоединения .

Существует возможность построения дифференциальной защиты шин, которая не срабатывает ложно при обрыве соединительных проводов. Это достигается при помощи дополнительного пуска по напряжению или применением двух защит шин, подключенных к двум независимым комплектам ТТ. Выходные органы обеих защит включаются по схеме совпадения «И», т. е. поврежденные шины отключаются, если срабатывают оба комплекта защиты. Так как вероятность одновременного обрыва токовых цепей в обеих защитах крайне мала, то необходимость отстройки от тока нагрузки отпадает. Это мероприятие дает возможность повысить чувствительность защиты.

Ток срабатывания реле дифференциальной защиты одиночной секционированной системы шин и пусковых органов защиты двойной системы шин с фиксированным распределением присоединений выбирается по большему значению тока, полученному из условий:

1) отстройки от максимального тока нагрузки в случае обрыва токовых цепей ТТ наиболее загруженного присоединения на защищаемых шинах

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{нагр.мах}; \quad (107)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, равный 1,1—1,2;

$$I_{нагр.мах} = 330 \text{ А};$$

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 330 = 396 \text{ А};$$

2) отстройки от максимального тока небаланса в дифференциальном контуре защиты при переходном режиме внешнего КЗ на одном из присоединений

$$I_{с.з.} = k_{сх} \cdot k_{апер} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.мах}; \quad (108)$$

где  $\varepsilon = 0,1$  – максимальная допустимая полная погрешность ТТ;

$I_{к.мах}$  – действующее значение периодической составляющей сверхпереходного тока, проходящего через ТТ при внешнем трехфазном КЗ в

максимальном режиме;  $k_{сх}$  – коэффициент схемы (при соединении ТТ в звезду,  $k_{сх} = 1$ );  $k_{апер}$  – коэффициент отстройки от апериодической составляющей тока КЗ в переходных режимах (при выполнении защиты шин на реле РНТ-560 с встроенными насыщающимися ТТ  $k_{апер} = 1$ );

$$I_{к.мах} = 9061 \text{ А};$$

Выбирается такое КЗ (точка К1), при котором через ТТ, шиносоединительного выключателя проходят наибольшие токи. При этом избирательные органы защиты отстраиваются от тока небаланса.

$$I_{с.з.п} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 9061 = 906.1 \text{ А};$$

$$I_{с.з.и} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 7300 = 730 \text{ А};$$

Так как  $I_{с.з} < I_{с.з.п}$  и  $I_{с.з} < I_{с.з.и}$  принимаются значения  $I_{с.з.п}$  и  $I_{с.з.и}$ .

Расчетное число витков реле РНТ-565 пусковых и избирательных органов защиты определяют по формуле

$$\omega_{расч} = F_{ср} \frac{K_I}{I_{с.з.}}$$

(109)

где  $F_{ср} = 100 \text{ АВ}$  – магнитодвижущая сила срабатывания реле РНТ – 565;  $K_I = 100$  – коэффициент трансформации.

Подставив в значения  $K_I$ ,  $I_{с.з.п}$  и  $I_{с.з.и}$ , получим:

$$\omega_{и,расч} = 100 \cdot \frac{100}{906.1} = 11.04 \text{ витка};$$

$$\omega_{п,расч} = 100 \cdot \frac{100}{730} = 13.70 \text{ витка};$$

Обычно витки (токи срабатывания) реле защиты шин принимают одинаковыми. Ближайшее меньшее значение числа витков  $w$ , которое можно установить на лицевой плате реле РНТ-565 для данного случая, составляет:

$\omega = \omega_{\text{И}} = \omega_{\text{П}} = 11$  ВИТКОВ;

Фактические токи срабатывания реле при этом будут равны:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{\omega} \quad (110)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{\omega} = \frac{100}{11} = 9.091 \text{ А};$$

Уточненные значения первичного тока срабатывания реле РНТ-565

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{с.з.п}} = I_{\text{с.з.и}} = I_{\text{с.р}} \cdot K_{\text{I}} = 9.091 \cdot 100 = 909.1 \text{ А};$$

Минимальный коэффициент чувствительности при однофазном КЗ на шинах составит:

$$k_{\text{ч. min}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к. min.}}}{I_{\text{с.р.}}}$$

(111)

$$k_{\text{ч. min}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к. min.}}}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{4580}{909.1} = 5.04;$$

Коэффициент чувствительности для защит шин должен быть не менее

2. При использовании АПВ шин в режиме подачи напряжения на шины от одного из питающих присоединений допускается снижение коэффициента чувствительности до 1,5.

Ориентировочное значение тока срабатывания сигнального органа СО контроля целостности токовых цепей защиты на реле РТ-40/0,6 может быть найдено:

$$I_{\text{с.р.к}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нагр. max}} \cdot \frac{\varepsilon}{K_{\text{I}}}; \quad (112)$$

где  $k_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности, равный 1,05;

$$I_{\text{с.р.к}} = 1.05 \cdot 330 \cdot \frac{0.1}{100} = 0.3465;$$

С целью повышения чувствительности этого реле к обрывам соединительных проводов в цепях ТТ малонагруженных присоединений в процессе наладки целесообразно измерить фактическое значение тока

$I_{\text{нб.норм}}$  и скорректировать уставку срабатывания реле тока. Проверку термической стойкости сигнального реле производят потоку обрыва:

$$I_{\text{обр}} = \frac{I_{\text{нагр. max}}}{K_I}; \quad (113)$$

$$I_{\text{обр}} = \frac{330}{100} = 3.3 \text{ A};$$

Принимаем реле тока типа па РТ-40/0,6 со шкалой 0,3 – 0,6 А, которое термически стойко при токе 3,5 А.

Сигнальный орган на реле РТ-40, включенном в нулевой провод пусковых органов ПО, не срабатывает при обрывах трех проводов в одном из плеч дифференциальной защиты. Для устранения указанного недостатка может быть использована более совершенная схема, контроля цепей тока с трехфазным токовым реле типа РТ-40/Р, включаемого последовательно с обмотками пусковых реле. Реле РТ-40/Р обладает высокой термической стойкостью и срабатывает при обрывах одной, двух и трех фаз токовых цепей защиты.

### **5.12 Устройство резервирования при отказе выключателя**

Устройство резервирования при отказе выключателей предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающегося отказом выключателя (или выключателей); УРОВ также должно действовать и при к.з. в зоне между трансформаторами тока и выключателем (если защиты присоединены к выносным трансформаторам тока). Устройство резервирования при отказе выключателей пускается при действии защит поврежденного элемента и при срабатывании осуществляет отключение выключателей, смежных с отказавшим, с выдержкой времени, большей времени отключения выключателя.

Необходимо рассмотреть принципы, положенные в основу схем УРОВ, отражающие многолетний опыт разработок, проектирования и Эксплуатации.

а) При срабатывании УРОВ должно действовать в следующих направлениях:

для схем со сборными шинами с одним выключателем в цепи каждого элемента (присоединения) – на отключение системы (секции) шин через выходные промежуточные реле защиты шин – при КЗ на одном из отходящих от данной системы (секции) шин элементов, сопровождающемся отказом в действии выключателя поврежденного элемента, а также при к.з. на соседней системе (секции) шин, сопровождающемся отказом в действии шиносоединительного (секционного) выключателя;

на отключение трансформатора (автотрансформатора) - при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии его выключателя со стороны рассматриваемых шин;

на остановку ВЧ передатчиков ВЧ защиты с блокирующим сигналом или на разрыв вспомогательных приводов продольной дифференциальной защиты линии – при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии выключателя линии, оборудованной указанными защитами; рассмотренное действие УРОВ обеспечивает отключение выключателя противоположного конца линии;

б) Пуск устройства осуществляется от всех защит поврежденного присоединения, при отказе выключателя которого устройство должно действовать; пуск выполняется контактами выходных промежуточных реле этих защит.

в) Выдержка времени устройства, необходимая для фиксации отказа выключателя, создается с помощью специально предусматриваемых в схемах реле времени.

г) В цепи каждого выключателя предусматривается реле тока, предназначенное для возврата схемы при отсутствии отказа выключателя. Одновременно оно используется в цепях определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и выносными трансформаторами тока и выбора направления (адреса) действия устройства.

Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности наименьшим. Он должен удовлетворять требованию чувствительности при КЗ

на элементе, в цепи выключателя которого оно устанавливается, и быть отстроен от максимального емкостного ток линии (для УРОВ выключателей с пофазными приводами, например, при наличии на линии ОАПВ).

д) Для предотвращения пуска устройства резервирования при ошибочных действиях персонала в схемах УРОВ предусматривают специальные мероприятия. Существующие схемы УРОВ различаются по принципам выполнения указанных мероприятий. В последние годы нашли преимущественное распространение два основных принципа: дублированного пуска от защит с использованием реле положения «включено» (РПВ) выключателя.

е) В соответствии с изложенным в п. «д» рекомендуется на ОРУ 110 кВ ПС Новопокровка – централизованные УРОВ преимущественно с дублированным пуском от защит с использованием РПВ выключателя;

Применение централизованного УРОВ для 110 кВ обусловлено стремлением обеспечить высокую его надежность, поскольку его ложное или излишнее срабатывание (например, в результате ошибочного действия персонала) может привести к обесточению одной или даже обеих систем или секций шин, т. е. к потере половины или даже всей подстанции. Применение централизованного УРОВ, размещенного на одной панели, дает возможность более просто обеспечить его эксплуатацию со специальными мерами предосторожности, снижающими вероятность ошибок персонала;

е) Предусматривается возможность срабатывания УРОВ не только при отказе выключателя после срабатывания защиты, но и при последовательном отказе второго и третьего) выключателей после первого и второго срабатываний УРОВ.

ж) В современных схемах УРОВ предусматриваются меры для исключения ложного действия УРОВ не только при появлении случайного пускового сигнала, но и при произвольном срабатывании промежуточных реле в схеме (например, при появлении земли в цепях оперативного постоянного тока).

з) Предусматривается контроль исправности цепей УРОВ с фиксацией кратковременного его срабатывания. Указанный контроль выявляет неправильное срабатывание и возврат реле схемы при отсутствии пускового сигнала от защит и с выдержкой времени выводит УРОВ из действия с последующей блокировкой схемы вручную.

Предусматривается также контроль наличия оперативного постоянного тока, действующий на сигнализацию при его исчезновении.

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

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п.} + t_{зап}$$

(114)

$$t_{АПВ} \geq 0.3 + 0.4 = 0.7$$

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

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

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

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}} \quad (115)$$

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

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.

## 6 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 6.1 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.

## **6.2 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[20].

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  $180^\circ$ . 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.

Производитель НПП ЭКРА

### **6.3 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 18 приведены стоимость устройств и их количество на защищаемом объекте.

Таблица № 18 – Стоимость и количество реконструированного оборудования

Тип устройства	Количество	Цена за единицу	Итог
1	2	3	4
Микропроцессорный терминал СИРИУС ТЗ	2	227899	911608
Микропроцессорный терминал ЭКРА 2607.011021	2	299308	598516
Трансформатора тока ТГФ-110 0.2/5Р 100/5 УХЛ1	6	2171	13036
Трансформатор напряжения НКФ-110-58	6	2386	143206
Выключатель ЗАР1ДТ-145/ЕК	6	144004	864004

Определяем капитальные вложения в устройства по следующей формуле:

$$K_{ОРУ} = k_p (K_{Вык} + K_{Раз} + K_{ТН} + K_{ТТ} + K_{ОПН}) \quad (116)$$

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

$$K_{РЗ} = n \cdot K_{устр.РЗ} \cdot k_p \cdot k_{СМР}, \quad (117)$$

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

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

$n$  – количество устройств РЗ, устанавливаемых на линии.

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

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

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

Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек

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

#### **6.4 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:

$$I_{\text{экс}} = \alpha_{\text{экс}} \cdot K_{\text{сумм}} \cdot \alpha_n, \quad (118)$$

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

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

$K_{\text{РЗ}}$  – суммарные капитальные вложения в устройства РЗ.

Таким образом, издержки на эксплуатацию релейной защиты:

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

#### **6.5 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:

$$I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (119)$$

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

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (120)$$

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

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

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

Тогда издержки на амортизацию равны:

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

## **6.6 Возмещение затрат на электроэнергию**

Возмещение затрат на электроэнергию  $I_{\text{W}}$ , потребляемую устройствами РЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{W}} = W \cdot T_{\text{Э}}, \quad (121)$$

где  $W$  – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год,  $кВт\cdot ч$ ;  
 $T_{\text{Э}}$  – тарифная цена электроэнергии для 110 кВ,  $T_{\text{Э}} = 1.68 \text{руб.}/(кВт\cdot ч)$ .

$$W = P_{\text{потр}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (122)$$

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:

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

Получаем следующее возмещение затрат на электроэнергию:

$$I_W = 350 \cdot 1.68 = 588 \text{ руб.}$$

### 6.7 Прочие расходы

Прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_W) + 0,03 \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (123)$$

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

Определим суммарные издержки по следующему выражению:

$$\Sigma I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_W + I_{\text{пр}}, \quad (124)$$

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

Результаты расчёта для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 19.

Таблица № 19 – Издержки для устройств релейной защиты

Издержки, тыс.руб.	Микропроцессорные РЗ
1	2
$I_{\text{экс}}$	187200
$I_{\text{ам}}$	281075
$I_{\text{w}}$	588
$I_{\text{пр}}$	309300
$\Sigma И$	778163

### 6.8 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):

$$\mathcal{E}_t = O_{\text{pt}} - I_{\text{экт}} - I_{\text{прт}} - I_{\text{wt}} - H_t - K_{\text{pzt}}, \quad (125)$$

где  $H_t$  – налог на прибыль.

$$H_t = (O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{амт}} - I_{\text{Вт}} - I_{\text{прт}}) \cdot 0,24, \quad (126)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_P} \left[ \mathcal{E}_t \cdot \left( \frac{1}{1+E} \right)^t \right], \quad (127)$$

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 22.

$$\text{ЧДД}_t = (O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{прт}} - I_{\text{Вт}} - H_t - K_{\text{рзт}}) \cdot \left( \frac{1}{1+E} \right)^t \quad (128)$$

При  $t=0$  получаем:

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

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

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

$$H_0 = (O_{\text{р}0} - I_{\text{экс}0} - I_{\text{ам}0} - I_{\text{Вт}} - I_{\text{прт}}) \cdot 0,24 \quad (129)$$

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

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_0 &= (0 - 0 - 309.3 - 0.588 - (-74.4) - 1850) \cdot \left( \frac{1}{1 + 0,0825} \right)^0 = \\ &= -2086000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Таблица №20 – Чистый дисконтированный доход в тыс. руб

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

Для того чтобы построить жизненный цикл проекта для электромеханических устройств РЗ, необходимо посчитать чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом, и записать данные в таблицу 21.

Таблицу № 21 – Чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом

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

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 12).

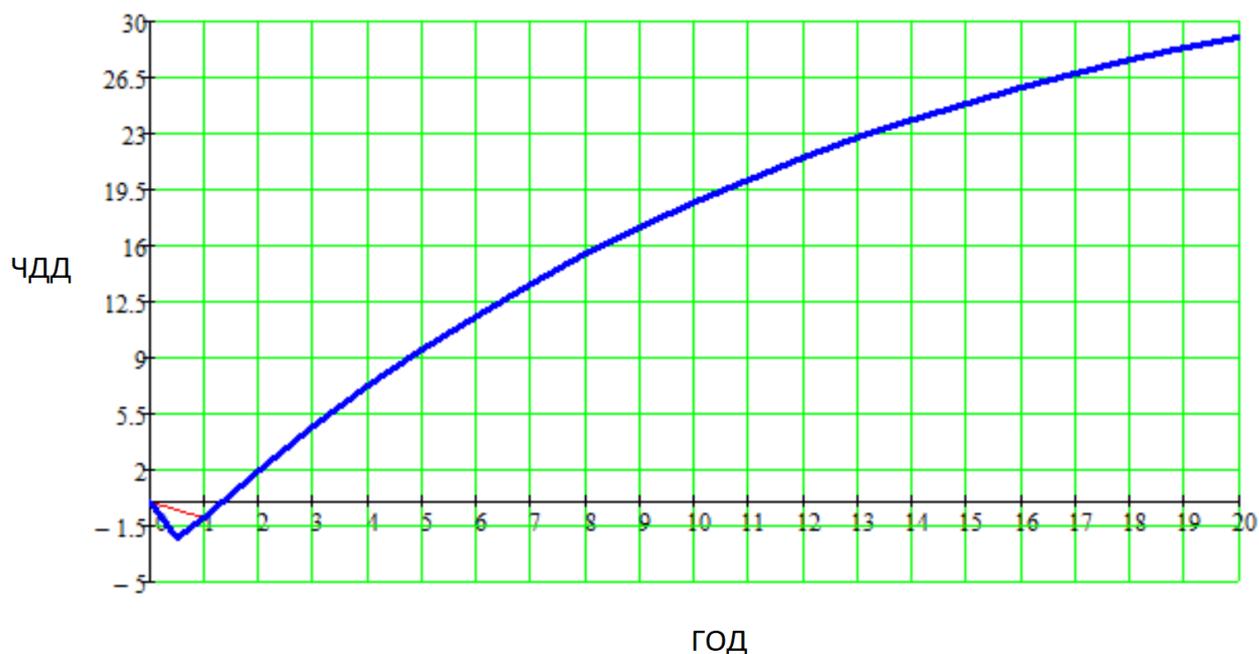


Рисунок 11 – Жизненный цикл проекта для микропроцессорных устройств РЗ

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

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов различают следующие виды производственных травм:

- механические повреждения (ушибы, ранения, вывихи, переломы, сотрясения мозга и др.);
- поражения электрическим током (электроудары, электротравмы);
- термические (ожоги, тепловые удары, обморожения);
- химические (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

Причины производственного травматизма можно условно подразделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические.

Требования к обслуживающему персоналу:

Согласно требованиям ПУЭ на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния,

расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путем сдачи экзамена по ПТБ на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого, от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

Основные электрозащитные средства:

Главным фактором при обслуживании электрообъектов, является поражения персонала электрическим током. Поэтому подстанция должна быть укомплектована средствами индивидуальной защиты персонала.

Персонал, обслуживающий электроустановки, делятся на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы. Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках и чехлах. Средства защиты, находящиеся в эксплуатации, проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в . Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов. В таблице 24 приведены нормы комплектования средствами защиты п/ст.

Таблица № 22 средства защиты на ПС 110/35/10 «Новопокровка».

Средства защиты	Допустимое количество
1	2
1.Изолирующая штанга.	2 шт.
2.Указатель напряжения.	2 шт.
3.Изолирующие клещи.	по 1 шт. на 10 и 35 кВ.
4.Диэлектрические перчатки.	не менее 2 пар.
5.Диэлектрические боты.	1 пара
6.Переносное заземление.	не менее 2 на каждое напряжения
7.Шланговый противогаз.	2 шт.
8.Защитные очки.	2 пары.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗиА:

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена закоротка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже, при выполнении сварочных работ не использовать их в качестве токоведущих цепей.

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроравтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, запрещается работа по памяти.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000 В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

## **7.2 Экологичность**

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологической безопасности отраслей экономики. Негативное воздействие электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: задымление, электромагнитное воздействие, тепловое воздействие, радиоактивное воздействие (АЭС), запыление, химическое загрязнение, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе производится реконструкция релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой.

Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду:

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей.

Акустические шумы:

Трансформаторы являются источниками акустических шумов вследствие работы их электромагнитных систем и систем охлаждения.

Перед установкой трансформатора ТМТН-6300/110-79У1 нужно проверить на допустимый уровень шума

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии  $R$  от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (130)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (131)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука  $DU_{LA}$ , который определяется для различных типов территории, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (132)$$

Отсюда: 
$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}$$

Таблица № 23 исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N		Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Т
1		2	3	4	
2		Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида «М»)	6.3	110	

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{\text{НОМ}} = 6.3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ , трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности  $L_{\text{РА}} = 82 \text{ дБА}$ .

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{\text{РА}} = 10 \lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 82}) = 85 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> составляет 45 дБА:

$$ДУ_{\text{ЛА}} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$r_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(82-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 28 \text{ м.}$$

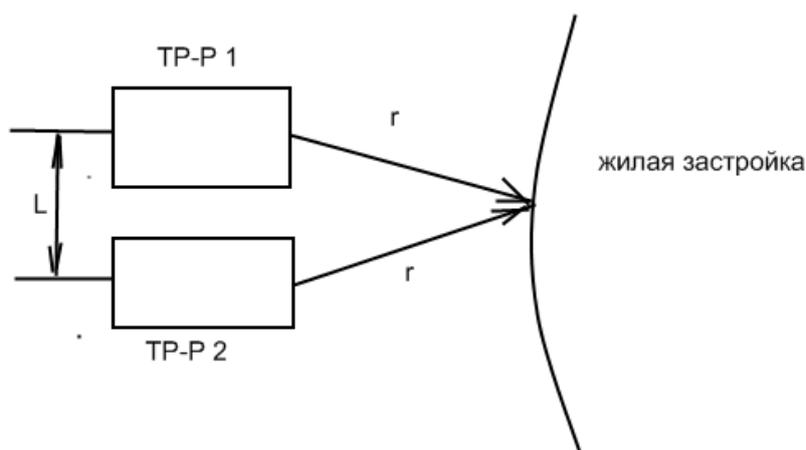


Рисунок 12 – Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110/35/10 «Новопокровка» находится на удалении более 28 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

Защита трансформаторного масла:

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т в единице (одном баке) и баковых выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники[13].

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТМТН-6300/110-79У1 должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принять меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла содержащегося в корпусе трансформатора .

Для трансформаторов мощностью до 10 МВА допустимо выполнение маслоприемников без отвода масла . При этом маслоприемники должны выполняться в заглублении, рассчитанном на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть посыпан слой чистого гравия или промытого графитного щебня, толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом.

На ОРУ 110 кВ подстанции «Новопокровка» установлены два трансформатора ТМТН-6300/110-79У1. Габариты трансформатора: длина  $A=5,8$  м; ширина  $B=4,2$  м; высота  $H=3,8$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 9,96$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup>.

Согласно ПУЭ, маслоприемники под трансформаторы с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла[13].

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{9.96}{0.85} = 1.71 \text{ м}^3 \quad (133)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину  $A=5,8$  м, ширину  $B=4,2$  м и высоту  $H =3,8$  м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (5,8+2 \cdot 1,5) \cdot (4,2+2 \cdot 1,5) = 63,36 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^3 \quad (134)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (5,8+4,2) \cdot 3,8 = 76 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad (135)$$

$$H_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} = \frac{11,71}{63,36} = 0,185 \text{ м}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{ТМ} + h_{Г} + h_{ВОЗД} + h_{H_2O}$$

где  $H_{ТМ}$  – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$  – толщина щебня 0,25 м;

$h_{ВОЗД}$  – расстояние воздушного промежутка 0,075 м.

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}} = \frac{27,36}{63,36} = 0,431 \text{ м}$$

$$H_{МП} = 0,185 + 0,25 + 0,075 + 0,431 = 0,941 \text{ м.}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 14 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм [13].

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике; [5].

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (136)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800 \text{ с}$ ;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ ;

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

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 76 = 27360 \text{ л} = 27,36 \text{ м}^3$$

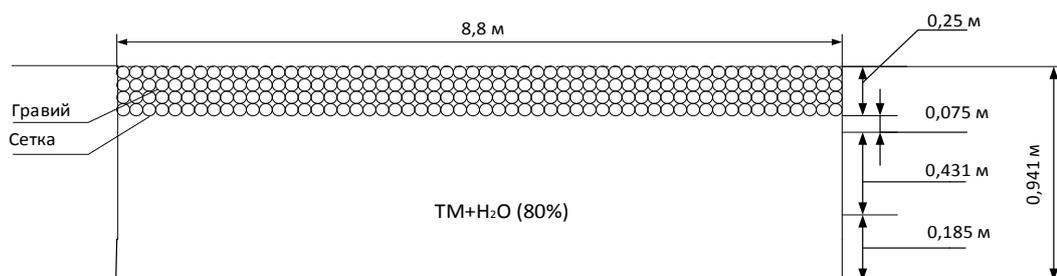


Рисунок 13 – Конструкция маслоприемника

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 63,36 м<sup>2</sup>; объём масла – 11,71 м<sup>3</sup>; глубина – 0,941 м;

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы был выполнен следующий объем работ:

- 1) Дано обоснование необходимости реконструкции релейной защиты ПС «Новопокровка» из соображений перевода ее на микропроцессорную базу.
- 2) Произведен расчет токов короткого замыкания и рабочих токов утяжеленного режима для выбора и проверки электрооборудования высокого напряжения.
- 3) Выбраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети. По расчету их нагрузок выбраны измерительные трансформаторы тока.
- 4) Осуществлен расчет устройств релейной защиты и автоматики. Произведен расчет дифференциальной защиты автотрансформатора типа ДЗТ-21, а так же релейной защиты линии 110 и 35 кВ и релейной защиты шин 110 кВ
- 5) Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности на ОРУ 110 кВ. Произведен расчет маслоприемника.
- 6) Рассмотрены методы экономической эффективности инвестиций. Рассчитан простой и дисконтированный срок окупаемости.

## 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 Авербух, А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. –Л.: Энергия, 1975. – 416 с.
- 16 Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / А. Ф. Дьяков. – М. : Энергоатомиздат, 2010. - 592 с.
- 17 Копьев, В.Н. Релейная защита. Проектирование: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 100с.
- 18 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: руководство к решению задач и курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – 158с.
- 19 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учеб.-метод. пособие к курс. проектированию/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 64 с
- 20 Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Шнеерсон Э.М. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 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.