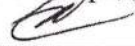


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы: Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

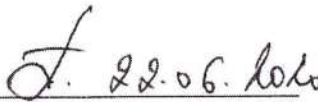

Н.В. Савина
« 29 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции Цементно-шиферный комбинат, города Кант Киргизской республики, в связи с заменой основного электрооборудования

Исполнитель
студент группы 642-об1 _____  16.02.20 Д.В. Семенов
подпись, дата

Руководитель
доцент _____  16.06.20 А.Г. Ротачева
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук _____  22.06.2020 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____  29.06.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

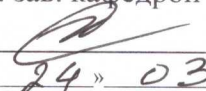
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Семенкова Дмитрия Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции Цементно-шиферный комбинат, города Кант Киргизской республики, в связи с заменой основного электрооборудования

(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектируемой ПС. 2. Выбор силовых трансформаторов. 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Выбор оборудования. 5. Расчет заземления и молниезащиты. 6. Релейная защита и автоматика. 7. Безопасность и экологичность. 8. Экономическая эффективность. Заключение

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Расчет токов короткого замыкания. 2. Однолинейная схема ПС. 3. План и разрез подстанции 4. ДЗТ и УРОВ 5. МТЗ ВН, ЗДЗ и контроль цепей напряжения НН. 6. МТЗ и ЛЗШ НН.


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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 6 рисунков, 31 таблиц, 24 источников, 1 приложение, 146 формул.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ШИНЫ, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, АВТОМАТИКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, УСТАВКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Данная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности 13.02.03 – «Электроэнергетика и электротехника».

В результате проведенного проектирования были посчитаны токи короткого замыкания. Было выбрано и проверено основное электрооборудование, спроектирована релейная защита на базе микропроцессорных терминалов фирмы ООО НПП «ЭКРА».

В разделе безопасность и экологичность проектируемой подстанции описаны факторы, влияющие на безопасную работу персонала, экологию в пределах и за пределами подстанции, а также описаны меры предотвращения чрезвычайных ситуаций.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектируемой подстанции	10
1.1 Характеристика подстанции	10
1.2 Характеристика источников питания	11
1.3 Характеристика района	12
2 Расчет токов короткого замыкания	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Компенсация реактивной мощности	13
2.3 Выбор силовых трансформаторов	15
2.4 Определение параметров схемы замещения	16
2.5 Расчет токов короткого замыкания	19
2.6 Выбор токоограничивающего реактора	23
3 Выбор электрических аппаратов	27
3.1 Общие положения	27
3.2 Выбор выключателей 110 и 35 кВ	28
3.3 Выбор разъединителей 110 и 35 кВ	31
3.4 Выбор трансформаторов тока 110 и 35 кВ	33
3.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 и 35 кВ	38
3.6 Выбор и описание КРУ	40
3.7 Выбор выключателей 6 кВ	43
3.8 Выбор трансформаторов тока 6 кВ	43
3.9 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ	45
3.10 Выбор шинных конструкций	46
3.10.1 Общие положения	46
3.10.2 Выбор гибких шин	46
3.10.3 Выбор жестких шин	49

3.11	Выбор ОПН	52
3.12	Выбор трансформаторов собственных нужд	56
3.13	Выбор ВЧ заградителей	57
4	Изоляция и перенапряжения	60
4.1	Общие положения	60
4.2	Расчет заземлителя подстанции	60
4.3	Расчет молниезащиты	65
5	Релейная защита	68
5.1	Общие положения	68
5.1.1	Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты	68
5.2	Релейная защита трансформаторов	70
5.2.1	Исходные данные для расчета уставок	72
5.2.2	Расчет и выбор параметров срабатывания ДТЗ	75
5.2.3	Максимальная токовая защита трансформатора с комбинированным пуском по напряжению	79
5.2.4	Защита от перегрузки трансформатора	83
5.2.5	Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора	84
5.2.6	Блокировка РПН	85
5.2.7	Контроль изоляции цепей НН	85
5.2.8	Газовые защиты трансформатора	86
5.2.9	Логическая защита шин	87
5.2.10	Защита от дуговых замыканий	87
6	Безопасность и экологичность	88
6.1	Безопасность	88
6.2	Экологичность	91
6.3	Чрезвычайные ситуации	93
7	Экономическая эффективность релейной защиты трансформатора	98

7.1 Преимущества защит на микропроцессорной базе	98
7.2 Капиталовложения в реализацию релейной защиты	98
7.3 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек	99
7.4 Возмещение затрат на электроэнергию	101
7.5 Прочие расходы	101
7.6 Расчет ущерба	102
Заключение	106
Библиографический список	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Расчет однофазных токов КЗ в ПВК Mathcad 15	110

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ГЗ РПН – газовая защита РПН;
- ГЗТ – газовая защита трансформатора;
- ДТЗ – дифференциальная токовая защита;
- ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;
- ЗП – защита от перегрузки;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РПН – устройство регулирования под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- СН – среднее напряжение;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

При выполнении ВКР рассматривается реконструкция релейной защиты ПС «Цементно-шиферный комбинат». Проектирование релейной защиты подстанции возможно при соответствующем финансировании.

Подстанция «Цементно-шиферный комбинат» реконструируется в связи с ростом нагрузок на присоединениях 35 и 6 кВ, а также в связи с заменой устаревшего оборудования и устройств РЗ и А. Рост нагрузок обусловлен вводом новой вращающейся печи для производства цемента компанией ОАО «Кантский цементный завод».

Сама подстанция располагается в Киргизии в городе Кант.

Актуальность данной ВКР: в связи с вводом в эксплуатацию новой вращающейся печи повысится объем производства цемента, что обеспечит предприятие дополнительным доходом.

Разработка ВКР ставит целью проектирование релейной защиты и автоматики ПС «Цементно-шиферный комбинат», находящейся в городе Кант Киргизской республики, на микропроцессорной базе.

Задачами выпускной квалификационной работы является:

- Описание проектируемой ПС;
- Описание климатических условий;
- Выбор силовых трансформаторов;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор основного оборудования;
- Расчет молниезащиты подстанции;
- Расчет заземления подстанции;
- Расчет уставок на базе микропроцессорного терминала фирмы «Экра»;
- Проектирование автоматики и релейной защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала;

- Рассмотрение безопасности и экологичности проекта;
- Экономический расчет релейной защиты;
- Разработка листов графической части.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программы: Microsoft Office 2010, Mathcad 15.0, Microsoft Visio. Также за время выполнения были использованы различные методические указания, СТО, ГОСТ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Характеристика подстанции

Подстанция 110/35/6 кВ Цементно-шиферный комбинат расположена в городе Кант, Киргизской Республики.

На подстанции установлено два трёхфазных трёхобмоточных трансформатора:

Т-1 типа ТДТН-40000/110-У1;

Т-2 типа ТДТНГ-31500/110-У1;

От подстанции запитаны ОАО «Кантский цементный завод».

Подстанция выполнена на три класса напряжений: высокое напряжение – 110 кВ, среднее – 35 кВ и низкое – 6 кВ.

Конструктивное исполнение РУ 110 кВ – открытое, выполнено по схеме по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

Конструктивное исполнение РУ 35 кВ – открытое, выполнено по схеме по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Конструктивное исполнение РУ 6 кВ – комплектное распределительное устройство (КРУ), выполнено по схеме «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Первая и вторая секции шин КРУ 6 кВ подключены к обмоткам низкого напряжения трансформаторов Т-1 и Т-2 соответственно.

Собственные нужды подстанции обеспечиваются питанием от трансформаторов 6/0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2 мощностью 63 кВА каждый.

На стороне питания трансформаторы ТСН-1, ТСН-2 подключены к КРУ-6 кВ к первой и второй секции соответственно.

На напряжениях 35 кВ и 6 кВ установлены масляные выключатели, подлежащие замене. Так как масляные выключатели НН имеют недостаточный ток отключения к вводам шин 6 кВ подключаются токоограничивающие реакторы.

1.2 Характеристика источников питания

Бишкэкская ТЭЦ – самая большая тепловая электрическая станция Киргизии. Теплоэлектроцентраль находится в городе Бишкек. Входит в состав генерирующей компании Киргизии ОАО «Электрические станции».

Установленная мощность ТЭЦ:

- электрическая - 812 тыс. кВт
- тепловая по турбоагрегатам - 1294,2 Гкал/час

Парк котлов состоит из 18 энергетических котлоагрегатов:

- БКЗ – 160 – 100Ф2С – 2 единицы;
- БКЗ – 160 – 100ФС – 3 единицы;
- БКЗ – 220 – 1004С – 7 единиц;
- Е - 220-9,8 – 540 КТ – 4 единицы;
- НГ-710/13.8-YN20 – 2 единицы.

На ТЭЦ установлено 9 турбоагрегатов:

- QFKN-150-2 – 2 единицы;
- ТВФ-100-2 – 2 единицы;
- ТВФ-60-2 – 2 единиц;
- ТВФ-120-2 – 2 единицы;
- ТФ-100-2 УЗ – 1 единицы.

На территории ТЭЦ г. Бишкек находятся: главный корпус, топливоподача с разгрузочным устройством, размораживающее устройство и склад твердого топлива, мазутохозяйство, ОРУ 220, 110, 35 кВ, щитовой блок с ГРУ-6 кВ, сооружения технического водоснабжения, химводоочистка, системы транспортировки и складирования золошлаковых отходов.

Проектным топливом для котлов 3 очереди ТЭЦ выбран карагандинский каменный уголь шахтной добычи, для котлов 4 и 5 очередей – смесь из 75% карагандинского угля и 25% ташкумырского.

Проектным топливом для котлов НГ-710/13.8-YN20 принят бурый уголь марки БЗ Кавакского бассейна. Освоено также сжигание бурого угля Кавакского бассейна и каменного угля Шубаркольского месторождения марки

Д. В качестве подсветочного топлива используется газ и мазут.

1.3 Характеристика района

Кант - город-спутник Бишкека в Чуйской области Киргизии, центр Ысык-Атинского района.

Район расположен в сужающейся части Чуйской долины, наиболее открытой с запада, несколько меньше с востока. Наибольшую повторяемость имеют ветры широтных направлений – западные и почти в два раза по числу случаев уступающие им восточные ветры. Скорость ветра около 2 м/с, временами усиливающегося до 10/15 м/с и более.

В гидрологическом отношении район является частью Чуйского межгорного артезианского бассейна.

Среднегодовое количество осадков не превышает 400-500мм. Около 60% осадков выпадает в теплый период, максимальное количество приходится на апрель-май, минимальное - на август-сентябрь месяцы.

Годовая амплитуда относительной влажности - 37%, суточная – почти в 2 раза меньше годовой.

Основные климатические характеристики района:

- Нормативная скорость ветра – 4 м/сек;
- Нормативная стенка гололеда – 20 мм;
- Годовое количество осадков – 450 мм;
- Низшая температура воздуха – - 10С°;
- Среднегодовая температура воздуха – 10,5 С°;
- Число грозочасов в год – 49;
- Высшая температура воздуха – +30С°;
- Ветровое давление – 350 Па;
- Сейсмичность района – 6 баллов

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Общие положения

Для электроэнергетической системы характерны нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный режимы работы, причем аварийный режим является кратковременным, а остальные — продолжительными. Основной причиной перехода энергосистемы из нормального (ремонтного) состояния к аварийному является короткое замыкание.

В практических целях во время проектирования и эксплуатации электроэнергетических установок и систем расчет токов КЗ производится для:

- а) Расчета шунтов короткого замыкания для использования в расчетах электромеханических переходных процессов;
- б) Проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- в) Выбора коммутационных аппаратов и проводников и их проверки по условиям электродинамической и термической стойкости, коммутационной способности и износостойкости;
- г) Разработки мер по ограничению токов КЗ;
- д) Определения числа заземленных нейтралей и их размещение в энергосистеме;
- е) Сопоставления, оценки и выбора схемы электрических соединений;
- ж) Определения влияния линий электропередачи на линии связи.

2.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности необходима для поддержания необходимого уровня напряжения и коэффициента мощности. С этой целью устанавливают компенсирующие устройства.

Мощности нагрузок:

На низкой стороне – $P_{нн} = 16$ мВт, $Q_{нн} = 9,6$ мвар.

На средней стороне – $P_{сн} = 34$ мВт, $Q_{сн} = 20,4$ мвар.

Экономически целесообразную реактивную мощность определим по формуле (т.к. $U_{ном}=110$ кВ, то $tg\varphi_n=0,5$ [17]).

$$Q_n = P_{P.HH} \cdot tg\varphi_n \quad (1)$$

$$Q_{n1} = 16 \cdot 0,5 = 8 \text{ МВар},$$

$$Q_{n2} = 34 \cdot 0,5 = 17 \text{ МВар}.$$

Мощность компенсирующих устройств определяется по следующей формуле:

$$Q_{KV} = Q_{P.HH} - Q_n \quad (2)$$

$$Q_{KV1} = 9,6 - 8 = 1,6 \text{ МВар},$$

$$Q_{KV2} = 20,4 - 17 = 3,4 \text{ МВар}.$$

Мощность компенсирующих устройств на одну секцию шин:

$$Q_{KV.CШ} = \frac{1,1 \cdot Q_{KV}}{2} \quad (3)$$

$$Q_{KV.CШ.HH} = \frac{1,1 \cdot 1,6}{2} = 0,88 \text{ МВар},$$

$$Q_{KV.CШ.СН} = \frac{1,1 \cdot 3,4}{2} = 1,87 \text{ МВар}.$$

На найденную мощность выбираем компенсирующие устройства [1]:

На сторону НН: 2хУКРП57 – 6 – 900-300 ХЛ.

На сторону СН: 2хУКРП57 – 35 – 1800-450 ХЛ и 2хУКРП57 – 35 – 100-50 ХЛ.

Фактическая мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{факт1} = 2 \cdot 0,9 = 1,8 \text{ МВар},$$

$$Q_{\text{факт}2} = 2 \cdot 1,9 = 3,8 \text{ МВар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{факт}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{неск}1} = 9,6 - 1,8 = 7,8 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{\text{неск}2} = 20,4 - 3,8 = 16,6 \text{ МВар.}$$

2.3 Выбор силовых трансформаторов

На подстанции «Цементно-шиферный комбинат» установлены два трансформатора мощностью 40 МВА и 31,5 МВА. С учетом роста нагрузки трансформатор мощностью 31,5 МВА подлежит замене.

Установленные трансформаторы:

T1- ТДТН-40000/110-У1

T2- ТДТНГ-31500/110-У1

Расчетная мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{P.mp} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_{\text{HECK}})^2}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (5)$$

где N_T – количество трансформаторов, равное двум;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7 при двух трансформаторах.

$$S_{P.mp} = \frac{\sqrt{(16 + 34)^2 + (7,8 + 16,6)^2}}{0,7 \cdot 2} = 38,465 \text{ мВА}$$

Принимаем к установке трансформатор марки ТДТН-40000/110-У1. Трансформатор трехфазный трехобмоточный класса 110 кВ с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, а также с РПН.

Параметры трансформатора необходимые для дальнейших расчетов приведены в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Каталожные данные трансформатора ТДТН-40000/110-У1

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Напряжение короткого замыкания, %		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН 40000/110 У1	40000	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_{HECK})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}, \quad (6)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{(16 + 34)^2 + (7,8 + 16,6)^2}}{40 \cdot 2} = 0,673$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$k_{3_{n/ав}} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_{HECK})^2}}{S_{T_{ном}}} \quad (7)$$

$$k_{3_{n/ав}} = \frac{\sqrt{(16 + 34)^2 + (7,8 + 16,6)^2}}{40} = 1,346$$

Коэффициент загрузки трансформаторов послеаварийном режиме не должен превышать 1,4. В данном случае это условие удовлетворяется.

2.4 Определение параметров схемы замещения

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС «Цементно-шиферный комбинат» представлена на рисунке 1.

Расчёт выполняем в относительных единицах. Примем базисную мощность, равную $S_\delta = 100 \text{ МВА}$. За базисное напряжение примем:

Для первой ступени: $U_{БI} = 115 \text{ кВ}$,

Для второй ступени: $U_{БII} = 38,5 \text{ кВ}$,

Для третьей ступени: $U_{БIII} = 6,6 \text{ кВ}$.

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:

$$I_B = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_B} \text{ кА}, \quad (8)$$

$$I_{БI} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{БII} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА},$$

$$I_{БIII} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 8,748 \text{ кА}.$$

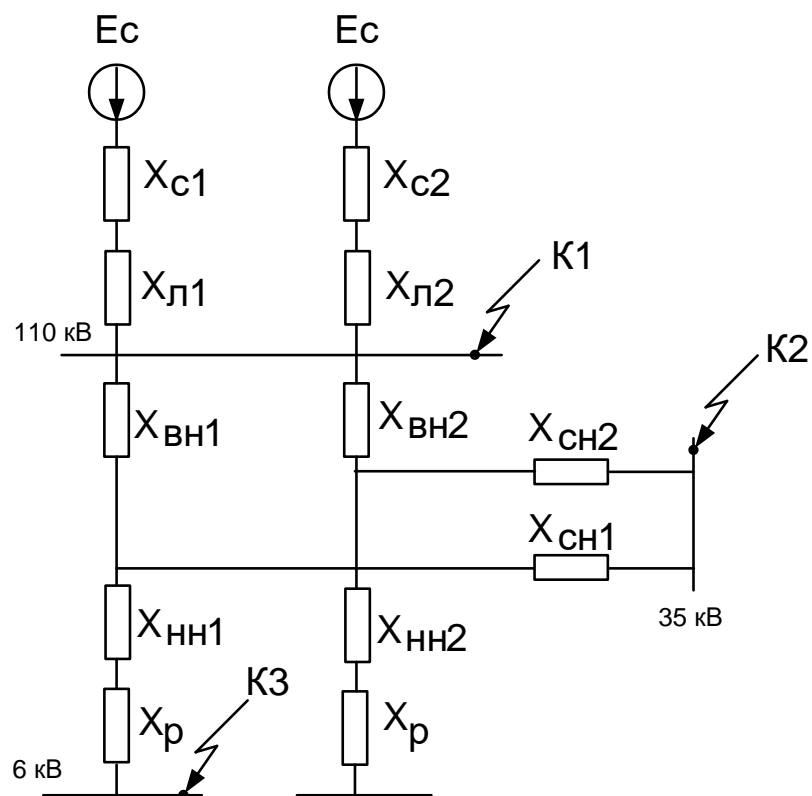


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС «Цементно-шиферный комбинат»

Определение параметров схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{БЛ}} \text{ о.е.}, \quad (9)$$

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 115} = 0,167 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 0,251 \text{ о.е.}$$

Относительные сопротивления трансформаторов, приведенные к базисным условиям:

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{кВН_НН} + U_{кВН_СН} - U_{кСН_НН}) \%, \quad (10)$$

$$u_{кС} = 0,5 \cdot (U_{кСН_НН} + U_{кВН_СН} - U_{кВН_НН}) \%, \quad (11)$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (U_{кВН_НН} + U_{кСН_НН} - U_{кВН_СН}) \%, \quad (12)$$

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%,$$

$$u_{кС} = 0,5 \cdot (6,5 + 10,5 - 17,5) = -0,25 \%,$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,5 \%.$$

$$X_{ВН} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{номт}} \text{ о.е.} \quad (13)$$

$$X_{СН} = \frac{u_{кС}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{номт}} \text{ о.е.} \quad (14)$$

$$X_{НН} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{номт}} \text{ о.е.} \quad (15)$$

$$X_{BH} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,269 \text{ о.е.}$$

$$X_{CH} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{BH} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,169 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{л} = X_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{БI}^2} \text{ о.е.}, \quad (16)$$

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 10,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,031 \text{ о.е.},$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 6,9 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,021 \text{ о.е.}$$

Сопротивление реактора:

$$X_p = X_{p*} \cdot \frac{S_B}{U_{Б3}^2} \text{ о.е.}, \quad (17)$$

$$X_p = 0,14 \cdot \frac{100}{6,6^2} = 0,321 \text{ о.е.}$$

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{экв}} \cdot I_{\sigma} \text{ кА}, \quad (18)$$

где $X_{экв}$ – эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

I_{σ} – базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \text{ кА}, \quad (19)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)} \text{ кА}, \quad (20)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (21)$$

где T_a – постоянная времени затухания.

Расчет тока короткого замыкания в точке К1.

На рисунке представлена схема замещения для подсчета тока короткого замыкания в точке К1.

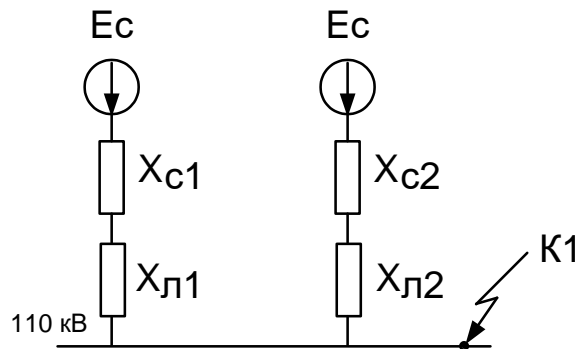


Рисунок 2 – Схема замещения для точки К1.

Преобразуем схему замещения:

$$X_{\text{экв1}} = \frac{(X_{c1} + X_{л1}) \cdot (X_{c2} + X_{л2})}{(X_{c1} + X_{л1}) + (X_{c2} + X_{л2})} \text{ о.е.}, \quad (22)$$

$$X_{\text{экв1}} = \frac{(0,167 + 0,031) \cdot (0,251 + 0,021)}{(0,167 + 0,031) + (0,251 + 0,021)} = 0,115 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,115} \cdot 0,502 = 4,372 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,372 = 3,786 \text{ кА.}$$

При $T_a = 0,05$ [13], ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,819 \text{ кА.}$$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,372 \cdot 1,819 = 11,245 \text{ кА.}$$

Расчет тока короткого замыкания в точке К2.

На рисунке 3 представлена схема замещения для подсчета тока короткого замыкания в точке К3.

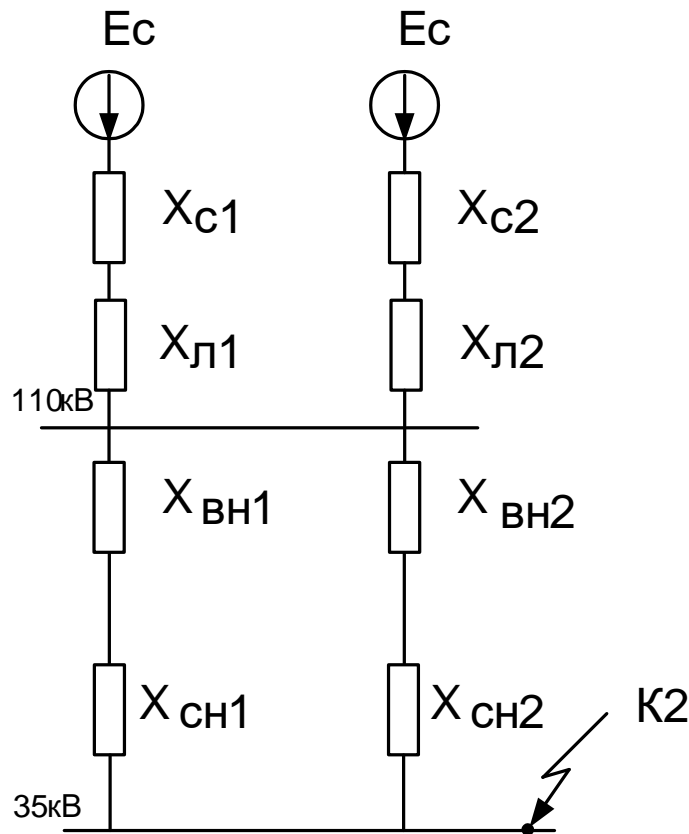


Рисунок 3 – схема замещения для точки К2.

Найдем эквивалентное сопротивление схемы замещения приведенной на рисунке 3:

$$X_{\text{экв2}} = \frac{(X_{c1} + X_{л1}) \cdot (X_{c2} + X_{л2})}{(X_{c1} + X_{л1}) + (X_{c2} + X_{л2})} + \frac{X_{BH}}{2} + \frac{X_{CH}}{2} \text{ о.е.}, \quad (23)$$

$$X_{\text{экв2}} = \frac{(0,167 + 0,031) \cdot (0,251 + 0,021)}{(0,167 + 0,031) + (0,251 + 0,021)} + \frac{0,269}{2} + \frac{0}{2} = 0,249 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,249} \cdot 1,5 = 6,017 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,017 = 5,211 \text{ кА.}$$

При $T_a = 0,05$ [13], ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,819.$$

Ударный ток для точки К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,017 \cdot 1,819 = 15,477 \text{ кА.}$$

Расчет тока короткого замыкания в точке К3.

На рисунке 4 представлена схема замещения для подсчета тока короткого замыкания в точке К3.

Преобразуем схему замещения:

$$X_{\text{экв3}} = \frac{(X_{c1} + X_{л1}) \cdot (X_{c2} + X_{л2})}{(X_{c1} + X_{л1}) + (X_{c2} + X_{л2})} + X_{BH} + X_{HH} + X_P \text{ о.е.}, \quad (24)$$

$$X_{\text{экв3}} = \frac{(0,167 + 0,031) \cdot (0,251 + 0,021)}{(0,167 + 0,031) + (0,251 + 0,021)} + 0,269 + 0,169 + 0,321 = 0,874 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,874} \cdot 8,748 = 10,012 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,012 = 8,671 \text{ кА.}$$

При $T_a = 0,065$ [13], ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,065}} = 1,857 .$$

Ударный ток для точки КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,012 \cdot 1,857 = 25,751 \text{ кА}.$$

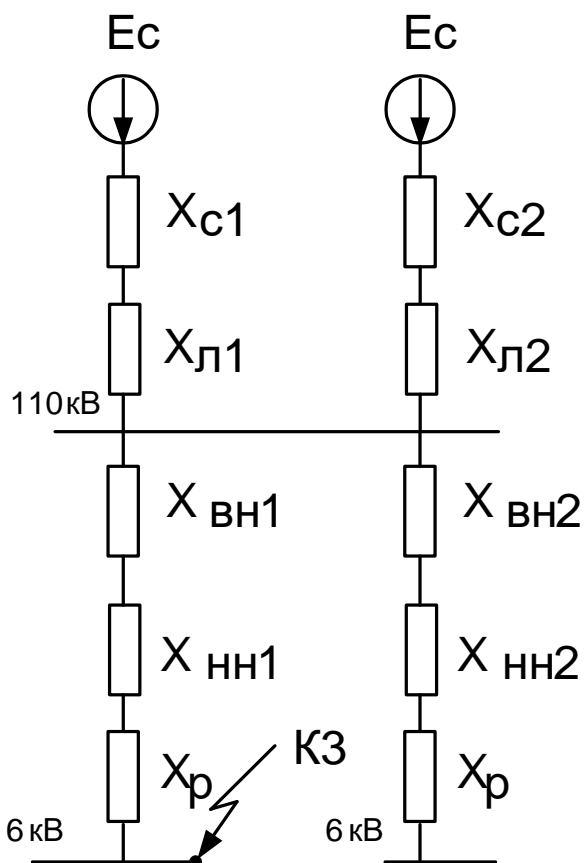


Рисунок 4 – Схема замещения для точки КЗ.

Результаты расчеты сведены в таблицу 2.

Расчет однофазных токов КЗ приведен в приложении А.

Таблица 2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{п0}^{(2)}$, кА	T_a , с	i_y , кА	$I_{к}^{(1)}$, кА
К1 (110 кВ)	4,372	3,786	0,05	11,245	3,472
К2 (35 кВ)	6,017	5,211	0,05	15,477	5,38
К3 (6 кВ)	10,012	8,671	0,065	25,751	9,681

2.6 Выбор токоограничивающего реактора

Основная область применения реакторов – сети напряжением 6-10 кВ. Применяются они для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также для поддержания определенного уровня напряжения на шинах при повреждениях за реакторами [24].

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, номинальному току и номинальному индуктивному сопротивлению. Проверяются реакторы по термической и электродинамической стойкости.

Так как на подстанции уже установлены реакторы РТСТ-6-2500-0,14, нам необходимо провести проверку.

1) По номинальному напряжению:

$$U_P \leq U_H \quad (25)$$

где U_H – номинальное напряжение реактора.

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

2) По номинальному току:

$$I_{P_{MAX}} \leq I_H \quad (26)$$

где $I_{P_{MAX}}$ – максимальный рабочий ток на низкой стороне подстанции;

I_H – номинальный ток реактора.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле [9]:

$$I_{P_{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{S_{нагр.нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \text{ А}, \quad (27)$$

$$I_{P_{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{\sqrt{16^2 + 6,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1795 \text{ А}.$$

$$1658 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

Условие выполняется.

3) По номинальному сопротивлению:

$$x_p^{треб} \leq x_{p.ном} \quad (28)$$

Определим результирующее сопротивление цепи при КЗ на шинах НН если будет отсутствовать реактор:

$$x_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПЮЗ}} \text{ о.е.}, \quad (29)$$

$$x_{рез} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 42,56} = 0,085 \text{ о.е.}$$

Требуемое сопротивление цепи при КЗ по условию обеспечения номинального тока отключения выключателей 6 кВ:

$$x_{рез}^{треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПО.ТРЕБ}} \text{ о.е.}, \quad (30)$$

$$x_{рез}^{треб} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,182 \text{ о.е.}$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ:

$$x_p^{треб} = x_{рез}^{треб} - x_{рез} \text{ о.е.}, \quad (31)$$

$$x_p^{треб} = 0,182 - 0,085 = 0,097 \text{ о.е.}$$

4) Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{элд} \quad (32)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ;

$i_{ЭЛД}$ – ток электродинамической стойкости (из каталога).

$$25,751 \text{ кА} \leq 66,3 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

5) Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} \quad (33)$$

где t_{tetm} - время протекания тока термической стойкости (из каталога);

I_{tc} – номинальный ток термической стойкости (из каталога).

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (t + t_a + f), \quad (34)$$

где $I_{по}$ – ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах, кА;

t – собственное время отключения выключателя вместе с приводом (из каталожных данных);

t_a – коэффициент для данного места КЗ, кА, [24];

f – время работы защиты на микропроцессорной элементной базе.

$$33,58 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4056 \text{ кА}^2\text{с}$$

Условие выполняется.

Таблица 3 – Каталожные параметры реактора РТСТ-6-2500-0,14.

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	РТСТ-6-2500-0,14	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} \leq I_H$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1795 \text{ А}$
$x_p^{треб} \leq x_{p.ном}$	$x_{p.ном} = 0,14 \text{ Ом}$	$x_p^{треб} = 0,097 \text{ Ом}$
$i_{уд} \leq i_{ЭЛД}$	$i_{ЭЛД} = 66,3 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,751 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 4056 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 33,58 \text{ кА}^2\text{с}$

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

На подстанции «Цементно-шиферный комбинат» необходимо провести замену основного электрооборудования для дальнейшего выбора и расчета релейной защиты на базе микропроцессорного терминала.

Перечень установленного оборудования на подстанции.

Тип распределительного устройства: ОРУ-110, ОРУ-35, КРУ-6 кВ.

Трансформаторы напряжения: 110 кВ – 2 шт; 35 кВ – 2 шт; 6 кВ – 2 шт.

Трансформаторы тока: 110 кВ – 4 шт; 35 кВ – 9 шт; 6 кВ – 13 шт.

Ограничители перенапряжения – ОПН-110 – 2 шт; ОПН-35 – 4 шт; ОПН-6 – 4 шт;

Высоковольтные выключатели: 110 кВ – 5 шт; 35 кВ – 9 шт; 6 кВ – 13 шт.

Разъединители: 110 кВ – 12 шт; 35 кВ – 20 шт.

3.1 Общие положения

Выбор электрооборудования для реконструкции подстанции определяется по схемам распределительных устройств 110, 35 и 6 кВ, по расчетным рабочим токам и по значениям токов КЗ [13].

При выборе подстанционного оборудования расчетные величины сопоставляются с номинальными каталожными данными высоковольтного оборудования. Само оборудование выбирается по каталогам и справочникам.

Все электрооборудование подлежит проверке на устойчивость к расчетным токам КЗ [13].

Оборудование, выбираемое на подстанцию, и все расстояния между ними должны быть выбраны и установлены так, чтобы происходящие из-за условий нормальных режимов работы электроустановок усилия, нагрев или электрическая дуга и все явления с ней связанные не могли подвергать опасности рабочий персонал, а также привести к поломке оборудования или возникновения КЗ [11].

Выбор оборудования выполняется еще для нескольких целей, а именно:

- а) Для обнаружения места повреждения;
- б) Для осуществления безопасного технического обслуживания и ремонта, при снятом напряжении, без нарушения нормальных режимов работы остальных цепей;
- в) Для обеспечения возможности удобной транспортировки.

3.2 Выбор выключателей 110 и 35 кВ

Высоковольтные выключатели способны отключать и включать высоковольтные цепи 6 – 750 кВ в аварийных и нормальных режимах работы оборудования. В связи с этим к выключателям предъявлены следующие требования [7]:

- Надежность, безопасность, экологичность;
- Минимальное время отключения аварийных режимов;
- Малые габариты и масса;
- Простота в обслуживании;
- Возможность АПВ;
- Сравнительно невысокая стоимость.

Надежность работы выключателя является одним из главных условий его выбора, так как от этого зависит работоспособность всех элементов электроэнергетической системы.

Быстродействие выключателя, т.е. быстрое отключение оказывает влияние на [21]:

- а) Снижение термического воздействия токов коротких замыканий на остальное оборудование;
- б) Понижение опасности распространения аварийных режимов, в другие части энергосистемы;
- в) Повышение устойчивости электрических сетей;
- г) Уменьшению опасности поражения электрическим током персонала.

К установке принимаем выключатель ВГТ-110-40/2500. Выключатель элегазовый колонковый (трехполюсного исполнения).

Произведем проверку выключателя по условиям, необходимым для выбора выключателя:

– По напряжению установки:

$$U_P \leq U_H \quad (35)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ},$$

условие выполняется.

– По номинальному току:

$$I_{P_{MAX}} \leq I_H \quad (36)$$

где $I_{P_{MAX}}$ – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле [9]:

$$I_{P_{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \text{ А}, \quad (37)$$

$$I_{P_{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,924 \text{ А}.$$

$$293,9 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

условие выполняется.

– По отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{отклном} \quad (38)$$

$$4,372 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

– По току включения:

$$I_{по} \leq I_{вклном} \quad (39)$$

$$4,372 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

– По ударному току:

$$i_{уд} \leq i_{СКВ} \tag{40}$$

$$11,85 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

– Проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тет} \tag{41}$$

$$B_K = I_{ПД}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \tag{42}$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ. Рассчитывается как сумма времени срабатывания РЗ и времени полного отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_K = 4,372^2 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,05) = 7,072 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{тет} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$7,072 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Условие выполняется.

Расчетные и каталожные данные выключателя на напряжение 110 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры выключателя ВГТ-110-40/2500УХЛ1.

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	ВГТ-110-40/2500	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$

$I_{pMAX} \leq I_H$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 293,9 \text{ А}$
$I_{по} \leq I_{отклном}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,372 \text{ кА}$
$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,372 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,85 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 7,042 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Пружинный ППрМ	-

Для выбора выключателя на 35 кВ расчеты проводятся аналогичным образом.

На сторону 35 кВ выбираем выключатель типа ВГТ-35-50/3150. Элегазовый выключатель колонкового типа трехполюсного исполнения.

Таблица 5 – Параметры выключателя ВГТ-35-50/3150УХЛ1.

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	ВГТ-35-50/3150	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} \leq I_H$	$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 915,688 \text{ А}$
$I_{по} \leq I_{отклном}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,211 \text{ кА}$
$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,211 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{скв} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,477 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,314 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Пружинный ППрК	

3.3 Выбор разъединителей 110 и 35 кВ

Выбор разъединителей выполняется аналогично выбору выключателей 110 и 35 кВ, однако следует учитывать, что в отличие от проверки выключателей разъединители не подлежат проверке на отключающую способность, так как разъединители не могут разъединять цепи под

напряжением, а тем более отключать токи КЗ. Исходя из этого, для определения подходящего разъединителя необходимо руководствоваться следующими условиями выбора [9]:

- Напряжение установки;
- Длительный ток;
- Ударный ток;
- Проверка на термическую стойкость.

К установке на сторону напряжением 110 кВ принимаем разъединитель РГ-110/1000УХЛ1. Разъединитель горизонтально-поворотного типа.

Произведем проверку разъединителя по условиям, приведенным выше.

- По напряжению установки:

$$U_P \leq U_H \quad (43)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

- По рабочему току:

$$I_{P_{MAX}} \leq I_H \quad (44)$$

$$293,9 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

Условие выполняется.

- По ударному току:

$$i_{уд} \leq i_{СКВ} \quad (45)$$

$$11,85 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

- Проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} \quad (46)$$

$$B_K = 4,372^2 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,05) = 7,072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$7,072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Таблица 6 – Каталожные данные разъединителя на сторону 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	РГ-110/1000	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 293,9 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,85 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 7,042 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод	Ручной ПРГ-6	

Для выбора разъединителя на 35 кВ расчеты проводятся аналогичным образом. На сторону 35 кВ выбираем разъединитель типа РГ-35/1000УХЛ1 Разъединитель горизонтально-поворотного типа.

Каталожные параметры разъединителя приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Каталожные данные разъединителя на сторону 35 кВ

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	РГ-35/1000	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 595,68 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,477 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 8,314 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод	Ручной ПРГ-5	

3.4 Выбор трансформаторов тока 110 и 35 кВ

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного значения тока до значений, которые были бы наиболее подходящими для защиты или учета, а также для разделения вторичных цепей от первичных.

Трансформаторы тока выбираются [9]:

- По напряжению установки;
- По току;
- Проверка по электродинамической стойкости;
- По термической стойкости;
- По вторичной нагрузке.

Также при выборе ТТ учитывается род установки (внутренняя, наружная), класс точности обмоток учета и защиты и тип конструкции [11].

Для уменьшения погрешностей измерения номинальный первичный ток ТТ нужно подбирать так, чтобы он оказался как можно ближе по значению к рабочему току присоединения.

Выбор ТТ по вторичной нагрузке производится по следующим формулам:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} \quad (47)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2НОМ}$ – максимальная нагрузка вторичных цепей для данного трансформатора.

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} \text{ Ом}, \quad (48)$$

где $I_{2НОМ}$ – вторичный номинальный ток прибора, $I_2=5 \text{ А}$;

$S_{2НОМ}$ – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2НОМ} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Так как индуктивное сопротивление вторичных цепей ТТ мало по сравнению с активным сопротивлением, поэтому принимается $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка r_2 состоит из суммы сопротивлений приборов $r_{приб}$ и соединительных проводов $r_{пр}$, а также переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (49)$$

Прежде чем приступить к расчету вторичной нагрузки ТТ, необходимо определить число и тип измерительных приборов и приборов учета, подключенных к вторичным обмоткам и иметь данные о длине соединенных проводов. Минимальные сечения проводов должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно, 6 и 10 мм² [3]. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, считая, что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выберем марку трансформатора тока ТОГФ-110. Элегазовый трансформатор тока с фарфоровой изоляцией. Класс точности для измерений: 0,5S, для защиты 5P.

Таблица 8 – Измерительные приборы и приборы учета стороны 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	РА194І – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	2,5	-	2,5
Варметр	СТ3021 - 5	2,5	-	2,5

Счетчик	CE302-R31	5	5	5
Итого		13	7,5	13

Суммарное сопротивление приборов находится по формуле:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (50)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами.

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{13}{25} = 0,52 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПП}} = 1,2 - 0,52 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПП}}} \text{ мм}^2, \quad (51)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, для 110 кВ принимаем равным 100 метрам;

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,58} = 4,57 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{ПП}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \text{ Ом} \quad (52)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,472 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,52 + 0,472 + 0,1 = 1,092 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных данных с рассчитанными приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТОГФ-110

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_P \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$
$I_{P\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 293,9 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_H$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,092 \text{ Ом}$
$I_{уд} \leq I_{эл.д}$	$i_{эл.д} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,85 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 7,042 \text{ кА}^2\text{с}$

Расчет и выбор трансформаторов тока для РУ на напряжение 35 кВ производятся аналогично.

В таблице 10 приведены измерительные приборы и приборы учета по фазам на каждой ячейке РУ 35 кВ.

Таблица 10 – Измерительные приборы и приборы учета 35 кВ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Варметр		ЦП8506-120 ВУ	2,5	-	2,5
Ваттметр		СТ3021 - 5	2,5	-	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	5	5
Счетчик РЭ					
ИТОГО				13	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
ИТОГО					
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	-	5
Счетчик РЭ					
ИТОГО			7,5	2,5	7,5

Для напряжения 35 кВ выберем марку трансформатора тока ТРГ-35-0,2S/5P. Элегазовый трансформатор тока, с рымовидной конструкцией блока вторичных обмоток, классом точности для измерений 0,2S, для защиты 5P.

Сравнение расчетных и каталожных данных ТТ на напряжение 35 кВ приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТРГ-35-0,2S/5P.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные денные
$U_P \leq U_H$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$
$I_{P\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 800 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 595,68 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_H$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$
$I_{уд} \leq I_{эл.д}$	$i_{эл.д} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,477 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тетm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тетm} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,314 \text{ кА}^2\text{с}$

3.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 и 35 кВ

Трансформаторы напряжения – устройства, предназначенные для питания обмоток напряжения устройств защиты, учета, контроля, а также аппаратов подстанционной автоматики. Еще одним отличием от силовых трансформаторов является установка непосредственно в РУ.

Трансформаторы напряжения выбираются [9]:

- По рабочему напряжению;
- По конструкции и схеме соединения;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке.

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (53)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех устройств, присоединенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения, ВА.

Это условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать номинальную мощность ТН.

Для упрощения необходимых расчетов можно принять допущение, при котором необходимость разделять нагрузку по фазам отпадает [9].

В таблице 12 приведены нагрузки приборов, подключенных к ТН стороны напряжением 110 кВ.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне ВН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	PZ194U-5X1	2	4	1	8
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	4	2,5	1	10
Варметр	СТ3021 - 5	4	2,5	1	10
Частотомер	Э-362	2	5	2	20
Счетчик АЭ	СЕ302-R31	4	5	1	20
Счетчик РЭ					
Регистрирующий ваттметр	Н395	2	10	2	40
Итого					108

К установке принимаем элегазовый трансформатор напряжения ЗНОГ-110УХЛ1. Трансформаторы напряжения заземляемые индуктивные газонаполненные серии ЗНОГ-110 общего назначения, предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации и управления.

Класс точности 0,5 для измерений, 3Р для защиты.

Сопоставление расчетных и каталожных данных представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчётных данных ЗНОГ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 108 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Аналогично выбираем трансформатор напряжения 35 кВ.

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИ-35. Трансформатор напряжения антирезонансный с масляным охлаждением с возможностью контроля изоляции.

Вторичная нагрузка приборов, подключенных к вторичной обмотке ТН подключенного к стороне РУ СН представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	PZ194U-5X1	2	4	1	8
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	2	2,5	1	5
Варметр	СТ3021 - 5	2	2,5	1	5
Счетчик АЭ	СЕ302-R31	8	5	1	40
Счетчик РЭ					
Регистрирующий ваттметр	Н395	1	10	2	20
Итого					78

Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора напряжения НАМИ-35 представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчётных данных НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 240 \text{ ВА}$	$S_p = 78 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.6 Выбор и описание КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, поставляющееся в собранном виде или комплектами готовыми к сборке. Ячейки КРУ имеют вид закрытых шкафов с необходимым оборудованием внутри.

Шкафы КРУ производятся на заводах-изготовителях электротехнического оборудования, это делает их очень надежными и проработанными.

Шкафы поставляются на место монтажа, устанавливаются на предназначенные им места в соответствии с схемой, соединяются шинами и контрольными и силовыми кабелями с другим оборудованием или между собой.

Применение КРУ позволяет экономить место, сократить время проектирования, а также уменьшает время монтажа РУ.

В комплексных РУ применяются различные сочетания типовых аппаратов для распределительных устройств, а также специально предназначенных аппаратов для КРУ. Таким образом для КРУ 6 кВ применяются втычные контакты вместо разъединителей [21].

Каждый шкаф КРУ разделен на блоки, которые между собой разделены пожаростойкими перегородками. Самых блоков чаще всего 4: отсек выключателя, отсек сборных шин, отсек линейного ввода и релейный отсек. Конструктивно шкафы подразумевают также установку тележек с выключателями, ТН или с разъединяющими контактами с перемычкой. Тележки также можно выкатить из шкафа для ревизии или ремонта. Сам шкаф КРУ имеет блокираторы, которые не позволяют двигать тележку при включенном состоянии выключателя. Также блокираторы не позволяют вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе [21].

Заводы-изготовители КРУ в каталогах приводят наборы типовых схем главных цепей шкафов, пользуясь которыми можно подстроится под любое требование заказчика, для сбора комплектации под его усмотрение.

КРУ должны удовлетворять требованиям по стойкости сквозным токам короткого замыкания, выдерживать при включенном положении аппаратов главной цепи номинальный ток электродинамической стойкости, а также прохождение номинального тока термической стойкости в течение 3 с [24].

В данном проекте рассматриваем установку КРУ в закрытом помещении подстанции. Распредустройства набирают из отдельных шкафов КРУ со встроенными в них электрическими аппаратами.

К установке принимаем КРУ серии КРУ ZETO-6. Устройство комплектное распределительное 6-10 кВ на токи 630-3150 А серии ZETO. КРУ серии ZETO-6 обладает улучшенными эксплуатационными характеристиками и имеет различные климатические исполнения как наружной, так и внутренней установки в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации:

- УЗ (ТЗ) для установки внутри капитальных помещений и в модульных зданиях;

- У1 для установки на открытом воздухе, с внешней оболочкой без утеплителя;

- ХЛ1 для установки на открытом воздухе, с внешней оболочкой, с утеплителем.

Основные параметры, технические данные и характеристики КРУ приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры и характеристики КРУ ZETO-6

Параметры	КРУ ZETO-6
Номинальное напряжение, кВ	6,0
Номинальный ток главных цепей, А	3150
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости шкафа, кА	81
Ток термической стойкости в течении 3 сек, кА	31,5
Вид изоляции	воздушная, комбинированная

Назначение и область применения:

Предназначены для приема и распределения электрической энергии частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ и комплектования:

- распределительных устройств подстанций различного назначения, в т.ч. подстанций сетевых;

- подстанций для объектов промышленности;

- подстанций нефтепромыслов;

- подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей и т.д

КРУ ZETO-6 поставляется в комплекте с:

- Выключателями типа VF-12;
- Трансформаторами тока типа ТОЛ-10;
- Трансформаторами напряжения ЗНОЛ-ЭК-6.

Также в КРУ ZETO-6 имеется возможность установки терминалов релейной защиты фирмы ООО НПП «ЭКРА».

3.7 Выбор выключателей 6 кВ

Вакуумные выключатели серии VF предназначены для работы в составе КСО и КРУ, в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6,10,20,35 кВ и номинальным током до 3150А.

Проверка выключателя на 6кВ производится аналогичным образом как на 110 и 35 кВ.

Каталожные данные выключателя приведены в таблице 16.

Таблица 16 – параметры выключателя VF-12

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	VF-12	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$
$I_p \leq I_H$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 1795 \text{ А}$
$I_{по} \leq I_{отклном}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,012 \text{ кА}$
$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,012 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,751 \text{ кА}$
$W_k \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тетм}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тетм} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k = 33,58 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Пружинный	

3.8 Выбор трансформаторов тока 6 кВ

Для напряжения 6 кВ в КРУ устанавливается трансформатор тока марки ТОЛ-35-0,2S/5P. Опорный трансформатор тока с литой изоляцией, классом точности для измерений 0,2S, для защиты 5P.

Проверка трансформатора тока на 6кВ производится аналогичным образом как на 110 и 35 кВ.

Нагрузка приборов для и измерений и учета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Измерительные приборы и приборы учета 6 кВ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Варметр		ЦП8506-120 ВУ	2,5	-	2,5
Ваттметр		СТ3021 - 5	2,5	-	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	5	5
Счетчик РЭ			5	5	5
ИТОГО				13	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
ИТОГО					
Амперметр	На отходящих линиях 6 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	-	5
Счетчик РЭ					
ИТОГО			7,5	2,5	7,5

$$Z_{2НОМ} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 1,2 - 0,52 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПР}} \tag{54}$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, для напряжения 6 кВ принимается равным 4 метрам;

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,58} = 0,195 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 0,75 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,75} = 0,151 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,52 + 0,151 + 0,1 = 0,771 \text{ Ом.}$$

В таблице 17 приведено сравнение расчетных и каталожных данных для трансформатора ТОЛ-10.

Таблица 17 - Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_P \leq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$
$I_{PMAH} \leq I_H$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 1795 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_H$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,771 \text{ Ом}$
$I_{уд} \leq I_{ЭЛД}$	$i_{ЭЛД} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,751 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тетм}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тетм} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 33,58 \text{ кА}^2\text{с}$

3.9 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ

Выбор производим аналогично выбору трансформаторов напряжения 35 кВ и 110 кВ.

Нагрузка приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформаторов НАМИ-6-95 приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	PZ194U-5X1	2	4	1	8
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	2	2,5	1	5
Варметр	СТ3021 - 5	2	2,5	1	5
Счетчик АЭ	СЕ302-R31	14	5	1	70
Счетчик РЭ					
Итого					88

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИ-6-95. Трансформатор напряжения антирезонансный с масляным охлаждением с возможностью контроля изоляции.

Сопоставление расчетных и каталожных данных трансформатора НАМИ-6-95УХЛ1 приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчётных данных НАМИ-6-95

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100 \text{ ВА}$	$S_p = 88 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.10 Выбор шинных конструкций

3.10.1 Общие положения

Все оборудование РУ подстанций должно быть соединено проводниками, для создания системы и распределения электроэнергии на все напряжения, тем самым образуя токоведущие части электрических установок [9].

Токосоведущие части РУ 35 кВ и выше часто выполняются проводами марки АС, но и некоторые конструкции ОРУ выполняются в виде труб.

На РУ 6 – 10 кВ чаще всего применяется жесткая ошиновка, это позволяет сэкономить место, определяемое под РУ, а также упростить монтаж.

Соединение трансформаторов с закрытым РУ 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ позволяют выполнять из шинных мостов, закрытыми или подвесными токопроводами.

3.10.2 Выбор гибких шин

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины. Принимаем к установке провод марки АС – 150/24, допустимый ток которых $I_{доп} = 450 \text{ А}$, диаметр провода $d = 17,1 \text{ мм}$.

Так как периодическая составляющая максимального тока КЗ на РУ 110 кВ составляет меньше 20 кА, проверку шин на сжестывание не проводим.

Проверку шин на термическое воздействие тока КЗ также не проводим, потому что шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{P\text{MAX}} < I_{\text{ДОП}} \quad (55)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 450 \text{ А.}$$

$$293,924 \text{ А} < 450 \text{ А}$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (56)$$

где E_0 – номинальное значение критической напряжённости электрического поля в начальный момент времени:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (57)$$

где m – коэффициент, учитывающий неровность провода (для многопроволочных проводов принимается равным 0,82);

E – напряженность электрического поля возле поверхности нерасщепленного провода, определяется по следующей формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_0} \right)}, \quad (58)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$, провода не будут подвергаться коронированию(56):

$$2,356 < 24,648.$$

Условие выполняется.

Для ОРУ необходимо выбрать опорные изоляторы, которые используются для изоляции и крепления токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях [2].

Выбираем опорные изоляторы внешней установки на напряжение 110 кВ С8-450 1 УХЛ Т с минимальной разрушающей силой на изгиб 8000Н.

Проверка опорных изоляторов:

- По номинальному напряжению:

$$U_{НОМ.СЕТИ} \leq U_{НОМ} \quad (59)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

- По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (60)$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила $F_{расч}$, Н, определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (61)$$

где - ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м;

a - расстояние между фазами, м.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(11,245 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{1,5} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 1825,1 \text{ Н}$$

$$1825,1 \text{ Н} \leq 8000 \text{ Н}$$

Условия выполняются.

3.10.3 Выбор жестких шин

На РУ 35 кВ для данной подстанции лучшим решением будет поставить жесткую ошиновку, так как это сократить стоимость и время необходимые для сооружения, не будет увеличивать габариты распределительного устройства, а также будет обеспечивать удобство дальнейшего обслуживания. В КРУ 6 кВ обязательно применяется жесткая ошиновка.

Медные шины не используются для установок в РУ как жесткие шины из-за их очень высокой стоимости. При номинальном рабочем токе, не превышающем 3 кА, применяются однополосные или двухполосные шины. При номинальных рабочих токах, превышающих 3 кА, следует использовать шины коробчатого сечения для лучшего охлаждения, и уменьшения потерь от поверхностного эффекта и эффекта близости [2].

К установке на напряжении 35 кВ принимаем шину ОЖК.35.2000. Жесткая комплектная ошиновка на напряжение 35 кВ, Допустимый длительный ток равен 2000 А. Сечение труб - 80x10. Материал - алюминиевый сплав 1915Т.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{мин} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \text{ мм}^2 \quad (62)$$

где B_K – интеграл джоуля, рассчитан при выборе выключателей.

C – коэффициент для алюминия 91.

$$q_{мин} = \frac{\sqrt{8,314}}{0,091} = 31,686 \text{ мм}^2.$$

В системе жестких шин, укрепленных на изоляторах, возникают колебания. Масса и жесткость этой системы напрямую влияют на частоту

колебаний. Электродинамические силы, которые возникают вследствие короткого замыкания, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 Гц и 100 Гц.

Механический резонанс возникает, когда частоты колебательной системы совпадают с этими значениями. От этого увеличивается нагрузка на шины и изоляторы. Чтобы этого не происходило необходимо чтобы собственные частоты системы были либо меньше 30 Гц, либо больше 200 Гц.

ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний, так как, в основном, частота собственных колебаний системы жестких шин превышает 200 Гц.

Момент сопротивления жестких шин трубчатого сечения определяется по формуле [24]:

$$J = \frac{3,14(D^4 - d^4)}{32D} \text{ см}^3, \quad (63)$$

$$J = \frac{3,14(80^4 - 60^4)}{32 \cdot 80} = 343,4 \text{ см}^3.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ м}, \quad (64)$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{343,4}{80}} = 1 \text{ м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для сплава марки 1915Т = 223 МПа), определим это напряжение. Шины механически прочны, если расчетное значение напряжения меньше допустимого для данного сплава:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l_{np}^2}{J} \text{ МПа,} \quad (65)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{15477^2 \cdot 1,5^2}{10,67} = 13,123 \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого, следовательно, шины механически прочны.

К установке принимаем изоляторы опорные керамические С8-200-I УХЛ Т, с минимальной разрушающей силой на изгиб 8000 Н.

Проверка опорных изоляторов:

- По номинальному напряжению:

$$U_{НОМ.СЕТИ} \leq U_{НОМ} \quad (66)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

- По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (67)$$

По формуле (60):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(15,477 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{0,6} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 1457,4 \text{ Н}$$

$$1457,4 \text{ Н} \leq 8000 \text{ Н}$$

Условия выполняются.

К установке на напряжение 6 кВ принимаем шину АД31Т 80х6 (дл.3м).

Допустимый рабочий ток 2010 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{мин} = \frac{\sqrt{33,58}}{0,091} = 63,7 \text{ мм}^2.$$

Момент сопротивления горизонтально стоящих жестких шин определим по формуле:

$$J = \frac{8^2 \cdot 0,6}{6} = 6,4 \text{ см}^3.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц по формуле (64):

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{6,4}{48}} = 1 \text{ м.}$$

Как и для шин на напряжение 35 кВ, расчетное напряжение должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АДЗ1Т = 89,2 МПа), определим это напряжение. По формуле (64):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{25751^2 \cdot 1^2}{6,4} = 17,86 \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого, следовательно, шины механически прочны.

К установке принимаем изолятор керамический изолятор ИОР-6-3,75, с минимальной разрушающей силой на изгиб 3750 Н.

Проверка опорных изоляторов:

- По номинальному напряжению:

$$U_{НОМ.СЕТИ} \leq U_{НОМ} \tag{68}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}$$

2) По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \tag{69}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(25,751 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{0,6} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 950,712 \text{ Н.}$$

$$950,712 \text{ Н} \leq 3750 \text{ Н}$$

Условия выполняются.

3.11 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные используются на подстанциях для защит от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН не имеют искровых промежутков. Нелинейными они называются потому что имеют нелинейную величину сопротивления. При перенапряжении на участке сети сопротивление ОПН резко снижается, чем и обуславливается эффект защиты от перенапряжений.

ОПН выбираются исходя из согласования изоляции электрооборудования с допустимыми кратностями перенапряжений и рабочим напряжением электрооборудования.

Для ОПН основными характеристиками являются [2]:

- Класс номинального напряжения;
- Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- Пропускная способность по току;
- Максимальная амплитуда импульса тока.

Выбор по номинальному напряжению производится в соответствии с условием:

$$U_{ном} \geq U_{с.ном} \quad (70)$$

$$137 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

Выбор по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нр.ОПН} \geq U_{нр.с} \quad (71)$$

Для сетей напряжением 110 кВ:

$$U_{нр.с} = \frac{1,15 \cdot U_{с.ном}}{\sqrt{3}} \text{ кВ} \quad (72)$$

$$U_{нр.с} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ}$$

$$100 \text{ кВ} \geq 73 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П1-110/83/10/2УХЛ.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 2 класс пропускной способности.

Выбор по уровню выдерживаемого напряжения при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{ост} \text{ кВ} \leq U_{исп.к}/1,2 \text{ кВ.} \quad (73)$$

$$U_{исп.к} = 1,71 \cdot U_{исп50} \text{ кВ,} \quad (74)$$

$$U_{исп.к} = 1,71 \cdot 280 = 478,8 \text{ кВ.}$$

где $U_{исп50}$ – испытательное одноминутное напряжение при частоте 50 Гц для электрооборудования класса напряжения 110 кВ.

$$311 \text{ кВ} \leq 478,8/1,2 = 399 \text{ кВ.}$$

По требованиям ПУЭ [11] значение остаточного напряжения на ОПН должно быть, как минимум, на 20% меньше испытательного напряжения коммутационного импульса защищаемого электрооборудования.

В таблице 20 представлены характеристики ОПН 110 кВ.

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН-П1-110/83/10/2УХЛ.

Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Напряжение сети	110 кВ
Наибольшее длительно допустимое напряжение	83 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность (не менее)	550 А
Классификационное напряжение	91 кВ

Выбор ОПН на сторону СН:

Выбор по номинальному напряжению, условие (70):

$$50,6 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

Выбор по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

Для сетей напряжением 35 кВ:

$$U_{нр.с} = \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,2 \text{ кВ}$$

По условию (71):

$$40,5 \text{ кВ} \geq 23,2 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П1-35/40,5/10/3УХЛ.

Удельная энергоемкость составляет 4,8 кДж/кВ, 2 класс пропускной способности.

Выбор по уровню выдерживаемого напряжения при коммутационных перенапряжениях, по формуле (74):

$$U_{исп.к} = 1,71 \cdot 105 = 179,55 \text{ кВ},$$

По условию (73):

$$137,5 \text{ кВ} \leq 179,55/1,2 = 149,625 \text{ кВ}.$$

Характеристики ОПН на устанавливаемые на РУ 35 кВ приведены в таблице 21

Таблица 21 – Характеристики ОПН-П1-35/40,5/10/3УХЛ

Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Напряжение сети	35 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	44 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность (не менее)	550 А
Классификационное напряжение	55 кВ

Выбор ОПН на сторону НН:

Выбор по номинальному напряжению, по формуле (70):

$$8,25 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ.}$$

Выбор по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, по формуле (71):

$$6,6 \text{ кВ} \geq 3,984 \text{ кВ}$$

Для сетей напряжением 6 кВ:

$$U_{нр.с} = \frac{1,15 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 3,984 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН–П1–6/6,0/10/2УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 2 класс пропускной способности.

Выбор по уровню выдерживаемого напряжения при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{исп.к} = 1,71 \cdot 34 = 58,14 \text{ кВ,}$$

$$23,2 \leq 58,14/1,2 = 48,45 \text{ кВ.}$$

Данные из каталога ОПН на напряжение 6 кВ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики ОПН–П1–6/6,0/10/2УХЛ1

Напряжение сети	6 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	6 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	550 А
Классификационное напряжение	7 кВ

3.12 Выбор трансформаторов собственных нужд

От типа электрооборудования и подстанции, а также мощности трансформаторов ПС зависит состав потребителей собственных нужд. По упрощенным схемам без постоянного дежурства персонала на ПС

подключается наименьшее количество потребителей собственных нужд – это освещение подстанции, электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев шкафов КРУ, обогрев баков и приводов выключателей. Эти потребители подключаются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов так как их мощность невелика [9].

Данные о нагрузках собственных нужд подстанции «Цементно-шиферный комбинат» приведены в таблице 23.

Таблица 23 – данные по нагрузке собственных нужд ПС.

Электроприемники	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт	Установленная мощность, кВт
Обогрев выключателя-35 кВ	9	10,35	1,15
Обогрев выключателя-110 кВ	5	9,25	1,75
Оперативные цепи и цепи управления.	-	1,8	1,8
Отопление и освещения помещения ОВБ	1	5,5	5,5
Охлаждение трансформаторов	2	24,6	12,3
Наружное освещение подстанции	1	3	3
Итого		52,7	

Для рассматриваемой подстанции, учитывая коэффициент равный 0,7, выбраны два трансформатора типа ТСЗ-63кВА 6/0,4 кВ с предохранителями ПКТ-6.

3.13 Выбор ВЧ заградителей

Высокочастотные заградители используются для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным ЛЭП (10, 35-750 кВ) для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной

защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу.

Функции ВЧ заградителей [9]:

1) Ослабление шунтирующего действия шин подстанции на параметры линейного тракта канала ВЧ связи.

2) Ослабление шунтирующего действия ответвлений от ВЛ.

3) Заземление грозозащитных тросов на промышленной частоте.

ВЧ заградители выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

– По номинальному напряжению:

$$U_P \leq U_H \quad (75)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

– По длительному току:

$$I_{P_{MAX}} \leq I_H \quad (76)$$

где $I_{P_{MAX}}$ – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле (37).

$$293,9 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

Условие выполняется.

– По ударному току:

$$i_{UD} \leq i_{СКВ} \quad (77)$$

$$11,85 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

– Проверка на термическую стойкость производится по формулам (41) и (42):

$$7,072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Заводские характеристики заградителя 110 кВ представлены в таблице 24.

Таблица 24 – параметры ВЧ заградителя 110 кВ.

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
	ВЗ-1250-0.5	
$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{p\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 293,9 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,85 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{tetm}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{tetm} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 7,042 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

4.1 Общие положения

Заземление подстанций имеют следующие назначения [2]:

- Электробезопасность персонала. В нормальных и аварийных режимах, то есть при замыканиях мы не должны получить поражение током.
- Электромагнитная совместимость оборудования.
- Надежное заземление устройств молниезащиты и ограничителей перенапряжения.
- Реализация рабочего заземления.

Заземляющее устройство также необходимо для вторичного оборудования подстанции, служащего для защиты подстанции при аварии и автоматизации технологических процессов.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов. Молниеотводы предназначены для отвода тока молнии в землю. Молниеотвод – это устройство, при попадании в которое ток молнии, не проходя через защищаемый объект, уходит в землю. Конец этого устройства находится на определенной высоте от защищаемого объекта. Молниеотвод состоит из молниеприемника, непосредственно воспринимающего удар молнии на себя, токоотвода и заземлителя.

4.2 Расчет заземлителя подстанции

Заземляющее устройство ПС «Цементно-шиферный комбинат» выполняется из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, вертикальных заземлителей, заземляющих проводников, естественных заземлителей, объединенных в одно общее ЗУ в виде сетки.

В качестве естественных заземлителей используются [2]:

- а) Соприкасающиеся с землей металлические части конструкций сооружений;
- б) Металлические трубы водопровода, проложенные в земле;
- в) Металлические оболочки бронированных кабелей в земле;

- г) Соединенные с ЗУ подстанции заземлители опор;
- д) Некоторые другие металлические сооружения (за исключением трубопроводов канализации и центрального отопления).

Контур заземлителя располагается с отступом от границы оборудования на 1,5 м. Это необходимо для того, чтобы обезопасить человека от зоны с наличием потенциала электрического поля.

Размеры подстанции:

Длина: $A = 90$ м;

Ширина: $B = 60$ м.

Площадь контура заземления:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \text{ м.}^2 \quad (78)$$

$$S = (90 + 2 \cdot 1,5) \cdot (60 + 2 \cdot 1,5) = 5217 \text{ м.}^2$$

Принимаем диаметр проводников $d = 10$ мм и соответствующее сечение:

$$F_{МП} = \pi \cdot \frac{d^2}{4} \text{ мм}^2, \quad (79)$$

$$F_{МП} = 3,14 \cdot \frac{10^2}{4} = 78,54 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую прочность:

$$F_{ТС} = \sqrt{\frac{I_{\text{максКЗ}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (80)$$

где $I_{\text{максКЗ}}$ – максимальный ток КЗ (в нашем случае ток трехфазного КЗ на стороне НН);

T – максимальное время срабатывания релейной защиты;

β – коэффициент термической стойкости равный 21.

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{10012^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 56,833 \text{ мм}^2.$$

К расчетному значению сечения, выбранного по термической стойкости (F_{TC}), добавляется сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки за время дальнейшей эксплуатации электроустановки (t), 30 лет.

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_k \cdot \left(\sqrt{\frac{4 \cdot F_{TC}}{\pi}} + \delta_k \right) \text{ мм}^2, \quad (81)$$

где δ_k – глубина коррозии стального искусственного заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения для требуемого срока службы заземлителя, мм (для срока равного 360 мес. принимается равным 1,011).

Рассчитаем сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки за время дальнейшей эксплуатации электроустановки.

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1,011 \cdot \left(\sqrt{\frac{4 \cdot 56,833}{3,14}} + 1,011 \right) = 20,925 \text{ мм}^2.$$

Минимальная полная площадь сечения стального заземляющего проводника прямоугольного сечения составляет:

$$F_{полн} = F_{ту} + F_{кор} \text{ мм}^2. \quad (82)$$

Рассчитаем площадь сечения.

$$F_{полн} = 56,833 + 20,925 = 77,758 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{мп} \geq F_{кор} + F_{ту} \quad (83)$$

Получим:

$$78,54 \text{ мм}^2 \geq 77,758 \text{ мм}^2$$

Расчетный минимальный диаметр заземлителя круглого сечения составляет:

$$D_{из} = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{полн}}{\pi}} \text{ мм.} \quad (84)$$

Найдем расчетный минимальный диаметр заземлителя круглого сечения.

$$D_{из} = \sqrt{\frac{4 \cdot 77,758}{3,14}} = 9,953 \text{ мм.}$$

Принимаем расстояние между полосами сетки $l_{III} = 16 \text{ м}$:

Общая длина полос в сетке:

$$L_{II} = \frac{A+3}{l_{III}} \cdot (B+3) + \frac{B+3}{l_{III}} \cdot (A+3) \text{ м,} \quad (85)$$

$$L_{II} = \frac{90+3}{16} \cdot (60+3) + \frac{60+3}{16} \cdot (90+3) = 732 \text{ м.}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{S}{l_{III}^2}, \quad (86)$$

$$m = \frac{3200}{16^2} = 12,5$$

Принимаем $m = 13$.

По горизонтали:

$$n_{\Gamma} = \frac{A+3}{L_{III}}, \quad (87)$$

$$n_{\Gamma} = \frac{90+3}{16} = 5,188.$$

Принимаем $n_{\Gamma} = 5$.

По вертикали:

$$n_B = \frac{B+3}{L_{III}}, \quad (88)$$

$$n_B = \frac{60+3}{16} = 3,313.$$

Принимаем $n_B = 3$.

Определяем длину сторон ячейки:

$$L_{\Gamma} = \frac{A+3}{n_{\Gamma}} \text{ м}, \quad (89)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{90+3}{5} = 16,6 \text{ м}.$$

$$L_B = \frac{B+3}{n_B} \text{ м}, \quad (90)$$

$$L_B = \frac{60+3}{3} = 17,667 \text{ м}.$$

Каждая ячейка размером 16,6 x 17,667 м. План рассчитанной сетки заземления представлен на рисунке 5.

Количество вертикальных электродов $n = 16$.

Рабочее заземление систем РЗА и ПА осуществляется присоединением рабочих точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного

заземления шкафов и корпусов устройств РЗА и ПА. Закладные полосы, проложенные в полу, для каждого ряда шкафов соединяются между собой на сварке по концам и в промежуточных точках с шагом 4-6 м.

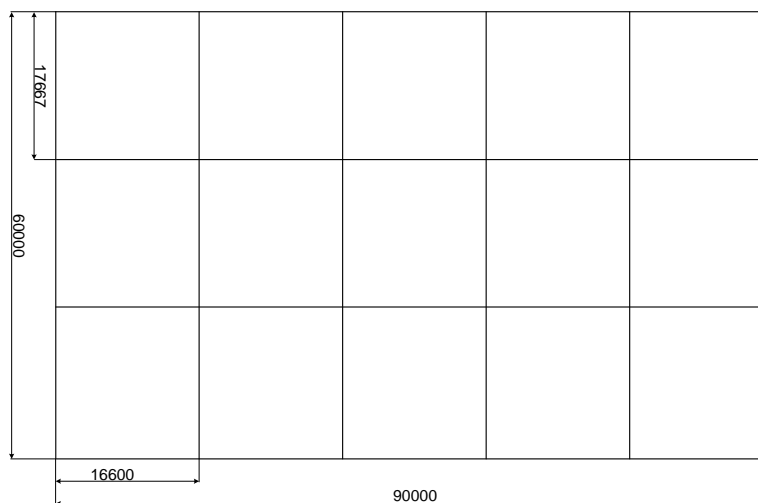


Рисунок 5 – Сетка заземления и расстановка вертикальных электродов

С целью лучшего выравнивания потенциалов и улучшения экранирующих свойств здания необходимо металлические конструктивные элементы здания (арматуру стен, металлическую крышу, арматуру пола) объединить между собой и с системой уравнивания потенциалов [2].

4.3 Расчет молниезащиты

Открытые распределительные устройства от прямых ударов молнии защищают стержневыми молниеотводами. ОРУ относятся к специальным объектам с надежностью защиты от (ПУМ) 0,95 [11].

В таблице 25 приведены молниеотводы, установленные на подстанции.

Таблица 25 – Высота молниеотводов

Номер по плану	МП1	МП2	МП3	МП4
Высота Н, м	32	32	32	32

В качестве исходных данных при определении границ зоны молниезащиты принимаются следующие параметры:

- Н – высота молниеотвода, приведена в таблице;
- $h_{\text{зп}} = 11,35$ м – высота защищаемой зоны (ячейковые порталы).

- $h_{III} = 7,85$ м – высота защищаемой зоны (шинные порталы).

Расчетные зоны молниезащиты приняты исходя из высоты подвеса ошиновки 110 кВ.

Проведем расчет двойного стрержневого молниеотвода 1-2.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot H \text{ м}, \quad (91)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 32 = 27,2 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \text{ м}, \quad (92)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 32) \cdot 32 = 33,152 \text{ м}.$$

Минимальная высота внутренней зоны:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \text{ м}, \quad (93)$$

$$h_{cx} = 27,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 32) \cdot (65 - 32) = 21,273 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на высоте шинного портала:

$$r_{xun} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{un}}{h_{эф}} \right) \text{ м}, \quad (94)$$

$$r_{xun} = 33,152 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{27,2} \right) = 15,134 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на высоте ячеек портала:

$$r_{\text{хяп}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{ЯП}}}{h_{\text{эф}}} \right) \text{ м}, \quad (95)$$

$$r_{\text{хяп}} = 21,273 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{27,2} \right) = 12,396 \text{ м}.$$

Т.к. высоты молниеотводов одинаковые для остальных случаев расчет производится аналогично.

В таблице 26 представлены результаты расчета.

Таблица 26 – Расчет двойного стержневого молниеотвода

Молние-приемники	H ₁ , м	H ₂ , м	L, м	h _{эф} , м	h _{сх} , м	Г _{хшп} , м	Г _{хяп} , м	Г ₀ , м
МП1-МП2	32	32	65	27,2	21,273	15,134	12,396	33,152
МП2-МП3	32	32	40	27,2	25,763	17,979	14,727	33,152
МП3-МП4	32	32	65	27,2	21,273	15,134	12,396	33,152
МП4-МП1	32	32	40	27,2	25,763	17,979	14,727	33,152

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

5.1 Основные положения

Релейная защита – совокупность автоматических устройств, которые предназначаются для защиты электрооборудования. Под защитой подразумевается выявление аварии и места ее возникновения, а также предупреждение возникновения повреждений защищаемого оборудования, и его отключение.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что основной задачей релейной защиты является быстрое автоматическое отключение аварийного участка. Устройства РЗА так же имеют цель оповещать персонал о аварии.

Согласно требованиям ПТЭ, силовому подстанционному оборудованию, необходимо обеспечивать постоянную защиту от коротких замыканий и аварийных режимов устройствами РЗА [10].

Вследствие этого, устройства релейной защиты разрешается отключать только в том случае, если это устройство, в соответствии с механизмом работы, должны выводиться из рабочего положения согласно принципу действия, режиму работы энергетической системы и условиями селективности.

Устройства аварийной и предупредительной автоматической сигнализации всегда должны быть в рабочем состоянии [10].

На подстанции «Цементно-шиферный комбинат» установлена релейная защита на базе электромеханических реле. В данной работе выполняется замена систем релейной защиты на микропроцессорные терминалы производства ООО НПП «ЭКРА».

5.1.1 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты

Для выбора ТТ, используемых в схемах дифференциальной защиты, рекомендуется использовать приведенную предельную кратность $K'_{пр}$ [18]:

$$K'_{np} = \frac{I_{ном.тт.перв} \cdot K_{np}}{I_{ном}}, \quad (96)$$

где $I_{ном,тт,перв}$ – первичный номинальный ток ТТ со стороны защищаемого объекта;

$I_{ном}$ – первичный номинальный ток стороны защищаемого объекта (трансформатора, автотрансформатора, шунтирующего реактора);

K_{np} – наибольшая кратность первичного тока, при которой полная погрешность ε в установившемся режиме при заданной нагрузке не превышает 5 или 10 % (соответственно К5 и К10).

Значение приведенной предельной кратности K'_{np} должно удовлетворять условию:

$$K'_{np} \geq I_{кз.макс*} \quad (97)$$

где $I_{кз.макс*}$ - относительный максимальный ток при расчетном КЗ.

Значение K_{np} определяют по кривым предельной кратности трансформаторов тока по следующим параметрам:

- тип ТТ;
- класс обмотки;
- сопротивление нагрузки ТТ.

По формуле (96):

$$K'_{np} = \frac{400 \cdot 11}{201} = 21,958$$

$$K'_{np} = \frac{800 \cdot 7}{600} = 9,333$$

$$K'_{np} = \frac{2000 \cdot 6}{3499} = 3,118$$

По условию (97):

$$21,958 \geq 20,824$$

$$8,787 \geq 7,898$$

$$3,118 \geq 2,601$$

По данным расчетам ТТ всех сторон удовлетворяют требованиям производителя.

5.2 Релейная защита трансформаторов

В соответствии с [11] для силовых трансформаторов необходимо установить релейную защиту от следующих факторов, которые влияют на создание аварийных и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на выводах; однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ; токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; падения уровня масла; однофазных замыканий на землю с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности. Должен быть предусмотрен контроль изоляции цепей низкого напряжения трансформатора при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

В таблице 27 представлен список защит, необходимых для установки на трансформаторах подстанции «Цементно-шиферный комбинат» [18].

Таблица 27 – Перечень защит трансформатора

Название защиты	Описание защиты
Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН	Чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде газового реле. Микропроцессорная защита выступает приемником сигнала этого реле. В РПН предполагается использование струйного реле или реле давления.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ.

Максимальная токовая защита ВН, СН и НН с возможностью пуска по напряжению	МТЗ СН и НН резервируют защиты отходящих линий, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган подключается к трансформатору напряжения со стороны среднего напряжения и низкого напряжения. Данный орган можно не использовать, если на стороне низкого напряжения статическая нагрузка.
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. Для силовых трансформаторов, установленных на защищаемой подстанции ЗП устанавливается только со стороны ВН. ЗП действует на сигнал от микропроцессорного терминала. Для исключения неселективного срабатывания защита выполняется с выдержкой времени.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)	Обеспечивает отключение трансформатора выключателями соседних элементов в случае отказа срабатывания управляемого выключателя.
Контроль изоляции цепей НН	Обеспечивает контроль изоляции цепей низкого напряжения при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

Шкаф типа ШЭ2607 151 предназначен для защиты трансформатора по схеме присоединения РУ ВН «мостик».

Шкаф типа ШЭ2607 151 организует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит [23]:

- Дифференциальную токовую защиту трансформатора от всех видов КЗ внутри бака;
- Максимальную токовую защиту сторон ВН, СН и НН с пуском по напряжению;
- Реле минимального напряжения сторон СН, НН, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН;
- Реле максимального напряжения сторон СН, НН, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН;
- Защиту от перегрузки;
- Реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- Токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- Реле минимального напряжения сторон СН, НН;
- Защиту от потери охлаждения;
- ГЗТ сигнальная и отключающая ступени;
- ГЗ РПН;
- Логику пуска пожаротушения.

Кроме того, комплектом защит обеспечивается прием сигналов от датчиков, установленных на силовом трансформаторе, сообщающих о неисправностях охлаждающих систем.

Терминал БЭ2704V045, применяющийся в шкафах этого типа, может быть использован для защиты трехобмоточного трансформатора со схемой РУ ВН «мостик». В данном случае цепи сторон СН трансформатора подключаются на входы стороны НН2 терминала.

5.2.1 Исходные данные для расчета уставок

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «БЭ2704V045» для защиты трансформатора ТДТН-40000/110 со схемой соединения обмоток Y/Y/ Δ -0-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Диапазон регулирования РПН: $\pm 9 \cdot 1,78\%$.

Таблица 28 – Токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ	
На стороне 110 кВ (К1)	$I_{K1}^{(1)} = 3472 A$	$I_{K1}^{(3)} = 4372 A$
На стороне 35 кВ (К2)	$I_{K2}^{(1)} = 5380 A$	$I_{K2}^{(3)} = 6017 A$
На стороне 6 кВ (К3)	$I_{K3}^{(1)} = 9681 A$	$I_{K3}^{(3)} = 10012 A$

Для дальнейших расчетов нам понадобятся токи КЗ приведенные к стороне ВН. Это нужно чтобы знать значения токов КЗ протекающих при повреждениях на шинах других напряжений.

Приведение токов КЗ на шинах НН и СН к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)}}{K_m} \text{ А,} \quad (98)$$

где $I_{K2}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах СН (в точке К2);

K_m – коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений.

По формуле токи трёхфазного и однофазного коротких замыканий на шинах СН (точка К2), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2}^{(1)BH} = \frac{6017}{110/35} = 1915 \text{ А.}$$

$$I_{K2}^{(1)BH} = \frac{5380}{110/35} = 1712 \text{ А.}$$

По формуле токи трёхфазного и однофазного коротких замыканий на шинах СН (точка К2), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{10012}{110/6} = 546,109 \text{ А.}$$

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{9681}{110/6} = 528,055 \text{ А.}$$

Таблица 29 – Схемы соединения обмоток ТТ

Сторона	Сх. соед. обм. Т ($K_{CX,OBM,CTOP}$)	Сх. соед. обм. ТТ ($K_{CX,TT,CTOP}$)	Сх. Вкл. ТТ на стор. НН ($K_{BKL,TT,CTOP}$)	Коэфф. Трансформац ии ТТ
ВН1/ВН2	Y($K_{CX,OBM,BH}=1$)	Y($K_{CX,TT,BH}=1$)	-	400/5
СН	Y($K_{CX,OBM,CH}=1$)	Y($K_{CX,TT,CH}=1$)	-	800/5
НН	$\Delta(K_{CX,OBM,HH}=\sqrt{3})$	Y($K_{CX,TT,HH}=1$)	$K_{BKL,TT,CTOP}=1$	2000/5

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением шкафа «ШЭ2607 045». Для выбора параметров шкафа, сперва необходимо

выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, которые установлены на всех сторонах силового трансформатора.

По требованиям руководства по эксплуатации рекомендовано чтобы вторичные обмотки ТТ на всех сторонах были соединены в звезду [23].

Для ДТЗ терминала защиты Т (АТ), в зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора, от схемы соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны и от схемы включения ТТ НН (на фазные/линейные токи) параметр «Схема соединения стороны» выбирается в соответствии с выражением:

$$K_{CX,ВН/НН} = \frac{K_{CX,ОБМ,ВН}}{K_{CX,ОБМ,НН}} \cdot \frac{K_{CX,ТТ,ВН}}{K_{CX,ТТ,НН} \cdot K_{ВКЛ,ТТ,НН}}, \quad (99)$$

Таким образом, получаем:

$$K_{CX,ВН/НН} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}.$$

Выбранное значение параметра, в связи с результатом расчета:

«Схема соединения ВН/НН» - Y/ Δ

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности, определяют по формуле:

$$I_{НОМ,СТОП} = \frac{S_{НОМ,ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{СТОП}} \text{ А}, \quad (100)$$

На стороне ВН 110 кВ: $I_{НОМ,ВН} = 201 \text{ А}$.

На стороне СН 35 кВ: $I_{НОМ,СН} = 600 \text{ А}$.

На стороне НН 6 кВ: $I_{НОМ,НН} = 3499 \text{ А}$.

Базисные токи определяются по формулам:

На сторонах ВН и СН:

$$I_{\text{БАЗ,СТОП}} = \frac{K_{\text{СХ,ТТ,СТОП}}}{K_{\text{ТТ,СТОП}}} \cdot I_{\text{НОМ,СТОП}} \text{ А}, \quad (101)$$

На стороне НН:

$$I_{\text{БАЗ,НН}} = \frac{K_{\text{СХ,ТТ,НН}} \cdot K_{\text{ВКЛ,ТТ,СТОП}}}{K_{\text{ТТ,НН}}} \cdot I_{\text{НОМ,СТОП}} \text{ А}, \quad (102)$$

Отсюда имеем:

$$I_{\text{БАЗ,ВН}} = \frac{1}{400/5} \cdot 201 = 2,513 \text{ А},$$

$$I_{\text{БАЗ,СН}} = \frac{1}{800/5} \cdot 600 = 3,75 \text{ А},$$

$$I_{\text{БАЗ,НН}} = \frac{1 \cdot 1}{2000/5} \cdot 3499 = 8,748 \text{ А}.$$

Для ДЗТ в терминале обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от 0,251 до 16 А, следовательно, внешние выравнивающие устройства не нужны.

5.2.2 Расчет и выбор параметров срабатывания ДТЗ

Согласно рекомендациям в [23 (п.1.3.1)], принимаем ток начала торможения равным $I_{\text{Т.О}} = 1,0$.

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ определяется в соответствии с выражением:

$$I_{\text{Д.0}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ,РАСЧ}}, \quad (103)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{\text{НБ,РАСЧ}}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах, определяется по выражению:

$$I_{НБ,РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т,0,РАСЧ}, \quad (104)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Следует принимать 2 при разнотипных трансформаторах тока на разных сторонах трансформатора, при одинаковых схемах соединения ТТ защиты;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. (принимается равным 1);

$\varepsilon = 0,05$ – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора; принимается равной большему значению диапазона регулирования (0,16);

$\Delta f_{ВЫР} = 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора. Т.к. промежуточный выравнивающий трансформатор не используется, поэтому $\Delta f_{ПТТ} = 0$;

$I_{Т,0,РАСЧ} = 1,0$ – принимаемое значение расчетного тока начала торможения согласно рекомендациям фирмой «ЭКРА».

Относительный начальный ток срабатывания:

$$I_{Д,0} \geq 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,364.$$

Принимаем $I_{Д,0} = 0,4$.

Значение коэффициента торможения рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д,0}}{I_T - I_{Т,0}}, \quad (105)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый 1,3;

$I_{Д,0}$ – принятое значение минимального тока срабатывания;

$I_{Т,0}$ – принятое значение тока начала торможения;

$I_{НБ}$ – расчетный ток небаланса, определяемый по выражению:

$$I_{НБ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ*}, \quad (106)$$

где $I_{СКВ*}$ - максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ;

I_T – расчетный тормозной тока, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ*} \cdot (I_{СКВ*} - I_{НБ}) \cdot \cos \beta}, \quad (107)$$

где β – угол между векторами токов $I_{СКВ*}$ и $(I_{СКВ*} - I_{НБ})$. В проектных расчетах может быть принят 15° .

$$I_{НБ} = (1 \cdot 2 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 9,525 = 2,667 \text{ А},$$

$$I_T = \sqrt{9,525 \cdot (9,525 - 2,667) \cdot \cos 15^\circ} = 7,943 \text{ А},$$

$$K_T \geq \frac{1,3 \cdot 2,667 - 0,4}{7,943 - 1} = 0,442.$$

Принимаем $K_T = 0,5$.

Для исключения отказа защиты при максимальных нагрузках трансформатора рассчитаем ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ*}, \quad (108)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность Т (АТ) в зависимости от его мощности (для трансформатора мощностью 40 мВА принимается 1,8);

$I_{НОМ*}$ - относительный номинальный ток Т, определяемый по выражению:

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ,НАГР}}{I_{БАЗ,СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ,ТТ,СТОП}}{K_{ТТ,СТОП}}, \quad (109)$$

где $I_{НОМ,НАГР}$ – максимально возможный сквозной ток нагрузки Т;

$I_{БАЗ,СТОП}$ – базисный ток соответствующей стороны Т;

$K_{ТТ,СТОП}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны.

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{201}{2,513} \cdot \frac{1}{400/5} = 1,98.$$

Принимаем значение тока торможения блокировки $I_{Т.БЛ} = 2,0$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется по [23]:

– Условию отстройки от БТН:

$$I_{ОТС*} \geq 6,5; \quad (110)$$

– Условию отстройки от максимального значения первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ:

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}), \quad (111)$$

где $I_{КЗ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0.

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot 9,525 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) = 6,9,$$

По условиям (109) и (110) принимаем $I_{ОТС*} = 6,9$.

Чтобы не допускать ложные срабатывания ДЗТ при броске тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжение, предусматривается блокировка защиты по второй гармонике.

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{БЛ.2}$ для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10.

Принимаем $K_{БЛ.2} = 0,1$.

На рисунке 6 представлена характеристика срабатывания ДЗТ, построенная по рассчитанным уставкам.

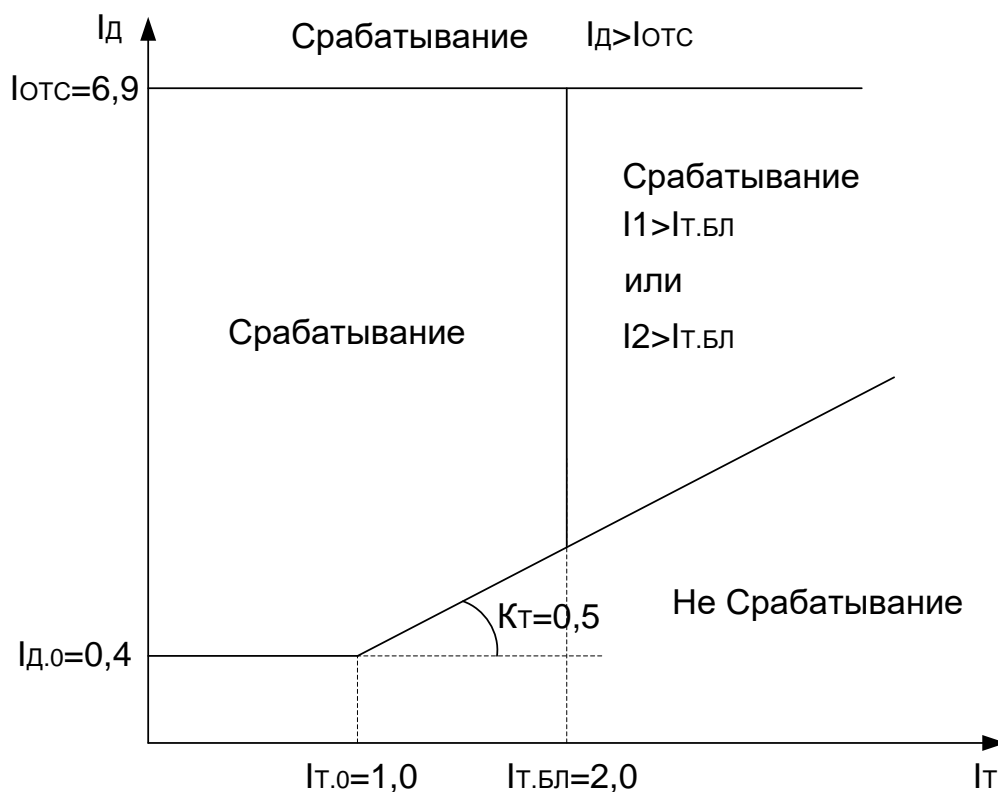


Рисунок 6 – Характеристика срабатывания ДЗТ

5.2.3 Максимальная токовая защита трансформатора с комбинированным пуском по напряжению

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (112)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$ – коэффициент увеличения тока самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. Принимаем равным 2.

$K_{В}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,9;

$I_{РАБ.МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Для ВН:

$$I_{С.З} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 293,9 = 783,7 \text{ А.}$$

Для СН:

$$I_{С.З} \geq \frac{2,4}{0,9} \cdot 915,7 = 2442 \text{ А.}$$

Для НН:

$$I_{С.З} \geq \frac{2,4}{0,9} \cdot 1795 = 4787 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ в конкретном терминале согласуется с наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ, устанавливаемых на сторонах СН и НН.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{С.З} = K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{С.З,ПРЕД}, \quad (113)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$K_{ТОК}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{С.З,ПРЕД}$ – первичный ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с защитой которого производится согласование.

При этом необходимо учитывать, что МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ СН и МТЗ НН защищаемого трансформатора.

$$I_{C.3BH-CH} = 1,1 \cdot 0,321 \cdot 2442 = 862,27 \text{ А.}$$

$$I_{C.3BH-НН} = 1,1 \cdot 0,164 \cdot 4787 = 863,034 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (114)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$I_{РАБ.МАКС}$ – первичный максимальный ток в месте установки защиты.

Для ВН:

$$I_{C.3} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 293,9 = 391,9 \text{ А.}$$

Для СН:

$$I_{C.3} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 915,7 = 1221 \text{ А.}$$

Для НН:

$$I_{C.3} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 1795 = 2393 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{УСТ}}, \quad (115)$$

где $I_{КЗ.МИН}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока срабатывания в месте установки защиты;

$I_{УСТ}$ – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{ч.ВН} = \frac{3472}{391,9} = 8,859,$$

$$K_{ч.СН} = \frac{5380}{1221} = 4,406,$$

$$K_{ч.НН} = \frac{9681}{2393} = 4,046.$$

Для МТЗ с пуском и без пуска по напряжению должен быть обеспечен коэффициент чувствительности не менее 1,5 при выполнении функций основной защиты, не менее 1,2 при КЗ в конце зоны резервирования.

Согласно [23], первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

а) обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_{в}}, \quad (116)$$

где $U_{мин}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

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

$K_{в}$ – коэффициент возврата реле минимального напряжения, принимается равным 1,1.

$$U_{сз} \leq \frac{38,5}{1,1 \cdot 1,2} = 29,167 \text{ кВ.}$$

$$U_{сз} \leq \frac{6,6}{1,1 \cdot 1,2} = 5 \text{ кВ.}$$

б) отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{зАП}}{K_{отс}}, \quad (117)$$

где $U_{\text{зап}}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска.

$K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

$$U_{\text{сз}} \leq 30,514 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{сз}} \leq 5,213 \text{ кВ.}$$

Параметр срабатывания ИО напряжения обратной последовательности должен быть отстроен от напряжения небаланса, обусловленного несимметрией фазных напряжений в нормальном рабочем режиме, небаланса, обусловленного различием погрешностей разных фаз ТН, и рекомендуется принимать равным:

$$U_{2,\text{сз}} = (0,06 \div 0,10) \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (118)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение защищаемого трансформатора.

Принимаем $U_{2,\text{сз}} = 0,10 \cdot U_{\text{НОМ}}$.

Расчет выдержки времени рассчитывается по выражению:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.см}} + \Delta t \text{ с,} \quad (119)$$

где $t_{\text{сз.см}}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

Δt – ступень селективности, может быть принята при малых (до 2,0 с) выдержках времени равной 0,4 с, при больших выдержках времени МТЗ принимается равной 0,5 с; по рекомендациям [22] при согласовании цифровых реле и применении вакуумных или элегазовых выключателей с полным временем отключения (0,04÷0,05) секунд можно принимать ступень селективности в диапазоне от 0,15 до 0,20 с.

$$t_{\text{сз}} = 1,0 + 0,4 = 1,4 \text{ с.}$$

5.2.4 Защита от перегрузки трансформатора

На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности и двусторонним питанием защиту от перегрузки следует ставить на обеих питающих сторонах. При неравной мощности обмоток защита устанавливается на всех трех сторонах. В остальных случаях на трансформаторах защита от перегрузки устанавливается только со стороны питания – ВН [22].

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{зп.стор} = \frac{I_{ном.стор}}{I_{тт.стор}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}, \quad (120)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 0,95;

K_B – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{ном,стор}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне;

$K_{тт,стор}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора.

$$I_{зп.стор} = \frac{201}{400/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,931 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета из диапазона от 9,00 до 10,00 с.

5.2.5 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора

Значение тока срабатывания УРОВ, согласно [23], принимается в пределах от 0,05 до 0,10 от номинального тока стороны напряжения на которой устанавливается устройство резервирования.

Принимаем $I_{уров} = 0,1I_{ном}$.

Расчет времени срабатывания УРОВ:

$$t_{CЗ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \text{ с,} \quad (121)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – время отключения выключателя с той стороны защищаемого трансформатора, для которой рассматривается УРОВ;

$T_{ВОЗВ.УРОВ}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{НОМ}$ до нуля не более 0,03 с;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, принимается 0,1 с.

Для сторон ВН и СН:

$$t_{CЗ} = 0,055 + 0,03 + 0,1 = 0,185 \text{ с.}$$

Для стороны НН:

$$t_{CЗ} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,195 \text{ с.}$$

5.2.6 Блокировка РПН

Согласно [22] для устройств регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов должна быть предусмотрена блокировка РПН при неисправностях в трансформаторе или при токе большем чем допустимый для данного устройства РПН.

Нормальные эксплуатационные, аварийные перегрузки трансформатора не могут ограничить работу РПН.

По каталожным данным шкафа защит трансформатора ток блокировки задается в амперах в пределах от 0,10 до 100,00 А. Напряжение блокировки задается в вольтах в диапазоне от 80,0 до 100,0 В.

В соответствии с руководством по эксплуатации установленного шкафа ток блокировки принимается равным 10,00 А, напряжение равным 85,0 В.

5.2.7 Контроль изоляции цепей НН

Шкаф защиты трансформатора ШЭ2607 151 предусматривает контроль изоляции цепей НН. Эта функция имеет место в сетях 3-10 кВ в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

Контроль изоляции цепей низкого напряжения осуществляется с помощью определенных встроенных в шкаф реле. Это реле реагирует на увеличение напряжения при замыкании на землю и действует на сигнал с выдержкой времени.

Для установки параметров срабатывания КЦ стороны НН необходимо задать напряжение срабатывания и выдержку времени, контролирующего реле напряжения.

Напряжение срабатывания, а также выдержка времени, задается в определенном диапазоне, с определенным шагом для каждого отдельного терминала. Для напряжения диапазон уставок задается в пределах от 10,0 до 100,0 В, для выдержки от 0,05 до 27,00 секунд.

По рекомендациям [24] напряжение срабатывания принимается равным 100,0 В. Выдержка времени устанавливается 4 секунды.

5.2.8 Газовые защиты трансформатора

ГЗ применяется как основная чувствительная защита от КЗ внутри бака силового трансформатора. При этом КЗ, происходящие внутри бака, сопровождаются выделением газа. Также газовая защита трансформатора срабатывает, когда происходит резкое понижение уровня трансформаторного масла в баке [22].

Простота устройства газовой защиты, ее высокая чувствительность и слишком быстрое реагирование на аварийные ситуации относятся к ее главным положительным особенностям.

От микропроцессорных терминалов требуется прием и передача сигналов, поступающих от газовых защит трансформатора и устройства регулирования напряжения под нагрузкой для действия на сигнализацию или отключение РПН и трансформатора.

Также микропроцессорные устройства обязаны обеспечить прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

В шкафах защиты ШЭ2607 151 предусмотрены 2 ступени ГЗ трансформатора, а именно отключающая и сигнальная, а также газовая защита РПН трансформатора.

5.2.9 Логическая защита шин

В выбранном шкафу релейной защиты предусмотрена ЛЗШ. Логика ЛЗШ запускается при срабатывании МТЗ соответствующих секций шин при условии, что на отходящих от этой секции присоединениях нет сигналов о срабатывании токовых защит.

В терминале БЭ2704V045 предусмотрен пуск ЛЗШ с отключением секционных вводов с АПВ или без него. При отказе выключателей вводов и срабатывании ЛЗШ предусмотрено отключение трансформатора со всех сторон.

5.2.10 Защита от дуговых замыканий

В шкафу ШЭ2607 151 присутствует ЗДЗ, которая работает по выдержке времени.

Защитой предусматривается логика, а также прием и передача сигналов дуговой защиты секций шин НН. Логика терминала действует следующим образом: при сигнале о работе ЗДЗ распределительным устройством любой защищаемой секции шин обеспечивается действие на отключение выключателя на НН с блокировкой АВР секционного выключателя, а также блокируется пуск АПВ.

Для срабатывания защиты от дуговых замыканий в данном шкафу используется сигнал о пуске МТЗ НН с терминала БЭ2704V045.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном дипломном проекте предложен вариант модернизации релейной защиты подстанции «Цементно-шиферный комбинат» в связи с заменой основного электрооборудования.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по реконструкции подстанции 110/35/6 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации.

Проектируемая подстанция предназначена для получения и передачи электрической энергии потребителям посредством воздушных и кабельных линий электропередач. Основным оборудованием подстанции являются два силовых трансформатора номинальной мощности 40 МВА.

Проектируемая подстанция располагается в промышленной зоне города, то есть, непосредственного контакта с жилой зоной города нет, но окружающая среда является загрязненной из-за контакта с промышленной зоной.

6.1 Безопасность

Подстанция ограждена сетчатыми ограждениями и доступна только для квалифицированного обслуживающего персонала.

Территория размещения открытых (наружных) подстанций, в отношении опасности поражения людей электрическим током, приравнивается к особо опасным помещениям [11].

При обслуживании подстанции и подстанционного оборудования необходимо проводить периодические и внеочередные осмотры, контроль и учет электрической энергии. В обязанности обслуживающего персонала также входят оперативные переключения.

На подстанции электроустановки должны обслуживаться оперативно-ремонтным персоналом и дежурным. Обязанности, закрепленные за

обслуживающими подстанционного оборудования, определяются местными инструкциями. В этих инструкция должны быть прописаны определенные действия и предостережения, которые действуют на обслуживающий персонал.

При обслуживании электроустановок (ЭУ) напряжением выше 1000 В старший в смене или дежурный должны иметь квалификационную группу по ТБ не ниже 4, а в ЭУ до 1000 В - не ниже 3 [11].

На проектируемой подстанции к установке приняты два трансформатора ТДТН-40000/110. Вдоль силовых трансформаторов предусматривается проезд шириной не менее трех метров и пожарный проезд к каждому из них.

Трансформаторы периодически осматриваются, обращая внимание на состояние кожухов, показания термометров, уровень масла в расширительных баках, состояние вводов, предохранителей, заземление. При обнаружении сильного неравномерного потрескивания внутри трансформатора, превышения допустимой температуры масла, наличия выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы на выхлопной трубе, недопустимого снижения уровня масла трансформатора он немедленно выводится из работы путем отключения со всех сторон.

До начала ремонтных работ на силовом оборудовании проверяется отсутствие напряжения на всех выводах обмоток, на них накладываются переносные заземления, что гарантирует невозможность появления напряжения на ремонтируемом трансформаторе.

Согласно [11] опасная зона приближения к токоведущим частям составляет при $U=110$ кВ, для людей – 1 м, для механизмов – 1,5 м. При $U=35$ кВ и $U=6$ кВ, для людей – 0,6 м, для механизмов – 1,0 м. При приближении к токоведущим частям на расстояние меньше допустимых, в результате возникновения электрической дуги возникает опасность поражения людей электрическим током.

Специфичность труда и его повышенная опасность особо остро ощущаются на работах, связанных с эксплуатацией электроустановок. При

нарушении правил обслуживания электроустановок работниками подстанций может произойти поражение их электрическим током. Опасность представляет касание токоведущих частей, находящихся под рабочим или наведенным напряжением, а также прикосновение к элементам цепи обратного тока [6].

С целью предупреждения случайного появления напряжения на металлических токоведущих частях, корпусах, кожухах электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электротоком на ПС применяется:

1) Изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль, то есть измерения ее сопротивления при приеме электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами и нормами испытания изоляции;

2) Релейная защита. Расчет релейной защиты представлен в разделе 5;

3) Защитное заземление – соединение проводников, не находящихся под напряжением, но у которых есть вероятность оказаться под ним (из-за индуктивного влияния соседних токоведущих частей, разряда молнии или по другим причинам), с землей или ее эквивалентом. Расчет защитного заземления выполнен в разделе 4;

4) Применяется молниезащита от попаданий молнии в оборудование ПС. Прямое попадание молнии является очень опасным с точки зрения поражения зданий и сооружений и смертельно для человека. Расчет молниезащиты выполнен в разделе 4.

Оценка и нормирование постоянного магнитного поля (ПМП) осуществляется по уровню магнитного поля отдельно от времени его воздействия на работника за смену для условий общего и локального воздействия. Уровень ПМП оценивают в единицах напряженности магнитного поля (Н) в А/м или в единицах магнитной индукции (В) - мТл. Согласно [14] в течение всего дня допустимая мощность излучения 10 мкВт/см^2 , в течение

двух часов за рабочий день – 100 мкВт/см² , в течение 15-20 минут за рабочий день – 1000 мкВт/см².

Ремонт электрооборудования следует производить вне зоны влияния электрического поля.

Уменьшение влияния электромагнитного излучения на обслуживающий персонал достигается путем установки экранов, а также применением экранирующих костюмов.

Среди последствий для здоровья человека даже относительно низкого уровня электромагнитного излучения специалисты называют, в основном, сердечно-сосудистые заболевания.

При эксплуатации трансформаторов максимально допустимая температура нагрева верхних слоев масла, которая не должна превышать 55 градусов. Температура вспышки масла не ниже +135 градусов. Согласно [11] помещение ПС относится к категории П-3.

Нужно учитывать, что опасность также может возникнуть при ремонте или утилизации элегазового оборудования, когда герметичный и сухой объём аппарата или моноблока вскрывается и продукты разложения начинают реагировать с влагой воздуха. Но проводить такие операции должны специально обученные люди – с применением специально разработанных технологий и оборудования [20].

6.2 Экологичность

Шум представляет собой беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности неблагоприятно действующих на организм человека. Длительное воздействие шума неблагоприятно для человека, так как снижается острота зрения и слуха, повышается кровяное давление, снижается внимание. Особенно вредно шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы.

Источниками шума на проектируемой подстанции являются работающие трансформаторы.

Уровень шума на подстанции снижается путем применения персоналом средств коллективной и индивидуальной защиты. За территорией подстанции находится лесопосадка.

Подстанция является источником электромагнитного воздействия. Так как вокруг подстанции находятся цеха, то люди подвержены воздействию электромагнитного поля. Результатом продолжительного воздействия ЭМП даже относительно слабого уровня могут быть раковые заболевания, изменения поведения, потеря памяти, синдром внезапной смерти, угнетение половой функции и многие другие заболевания [14].

Источниками электромагнитного поля промышленной частоты являются трансформаторы, воздушные линии электропередач, кабельные линии, электрооборудование и др.

При длительном систематическом пребывании человека в магнитном поле могут возникать изменения функционального состояния нервной, сердечно-сосудистой, иммунной систем. Есть вероятность развития лейкозов и злокачественных новообразований центральной нервной системы.

В соответствии с [15] предельно допустимый уровень значения напряженности электрического поля, источником которого являются подходящие и отходящие к ПС воздушные линии напряжением 110 и 35 кВ, в населенной местности, вне зоны жилой застройки (промышленная зона) составляет 5 кВ/м.

В оборудовании подстанции используется трансформаторное масло, промасленная ветошь, кабели, провода, силикагель, элегаз.

При воздействии на элегаз электрической дуги возникает приличное количество низших фторидов и соединений серы, а если внутри присутствует хотя бы малое количество влаги, то возникают агрессивные соединения фторводородов, плавиковая кислота и прочие. Но современные элегазовые коммутационные аппараты – это герметичные устройства, сброс газа из которых – достаточно редкий случай. Установленные в них фильтры-адсорберы эффективно и быстро поглощают влагу и большое количество

газообразных продуктов разложения, а твёрдые продукты разложения оседают на дне коммутационных аппаратов и, при грамотном конструировании, никак не сказываются на его дальнейшей работе.

Для минимизации воздействия вредных для окружающей среды масел из маслonaполненного оборудования на ПС устанавливают маслосборники, маслоотводы, маслоприемники. Вода, содержащая следы масла, так же попадает в маслоприемники [19].

Но стоит учитывать, что подстанция и подходящие к ней линии электропередач не могут создать слишком большой угрозы экологии территории подстанции и за ее пределами, связанными с массовыми поражениями людей.

Токсичность масла обусловлена содержанием в нем полихлорбифенилов, являющихся канцерогенными соединениями, которые попадая в почву передаются животным и насекомым.

Прилегающие к ПС и ВЛ земельные участки, полностью или частично утратившие продуктивность в результате отрицательного воздействия при эксплуатации электросетевых объектов (взрыв, пожар, разлив масла за территорию ПС и т.д.), подлежат рекультивации.

При эксплуатации электросетевых объектов рекультивация земель предусматривает: засыпку траншей и ям, уборку мусора, восстановление растительного слоя (задернение поверхности посевом трав, восстановлением и подкормкой ягельников и мохорастительного слоя), санацию почв в местах их непредвиденного загрязнения.

6.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям.

К возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС) на подстанции могут привести: неправильные действия оперативного персонала, метеоусловия, экологическая ситуация.

Причинами возникновения ЧС могут быть: выход из строя какого-либо оборудования, возникновение пожара, ураганные ветры, сильные морозы.

При ЧС могут быть нанесены различные виды ущерба: гибель людей, материальный ущерб от выхода из строя оборудования, экономический ущерб.

Согласно [5] и [4], электроустановки высокого напряжения требуют к себе постоянного внимания с точки зрения повышенной пожароопасности.

На проектируемой подстанции пожарная опасность обусловлена наличием в электрооборудовании горючих материалов (трансформаторное масло, изоляция кабелей).

Пожары на ПС согласно [5] относятся к пожарам класса «Е» (горение электроустановок), а также «В1» (горение жидких веществ, нерастворимых в воде – трансформаторное масло) и «А2» (горение твердых веществ, не сопровождаемое тлением - изоляция).

Витковые замыкания в трансформаторе сопровождаются выделением газовой смеси. В случае несрабатывания газовой защиты возможен взрыв трансформатора и выброс горящего масла на территорию ОРУ, вследствие чего может пострадать и другое оборудование. Из-за этого трансформаторы устанавливаются на фундамент из негорючих материалов и устанавливают маслоотводы, во избежание растекания масла.

Проект подразумевает замену одного из трансформаторов, установленных на подстанции, на более мощный, поэтому необходимо организовать установку маслоприемника для трансформатора большего размера. Габаритные размеры нового трансформатора представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Габаритные характеристики трансформатора ТДТН 40000/110

Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м	Масса масла М, кг
7,3	3,98	6,2	23200

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т., а также при массе масла в 20 т. и более необходимо предусмотреть маслосборник и маслоотвод [11].

Исходя из этого, для данного типа трансформатора необходимо установить маслоприемник с маслоотводом, без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника. Габариты маслоприёмника определяем следующим образом:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta \quad (122)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta \quad (123)$$

где $A_{МП}$ и $B_{МП}$ – длина, и ширина маслоприёмника;

A_T и B_T – длина, и ширина трансформатора;

Δ – величина выступа габаритов маслоприёмника за габариты трансформатора, определённая в ПУЭ.

Найдем габариты маслоприемника:

$$A_{МП} = 7,3 + 2 \cdot 1,5 = 10,3 \text{ м,}$$

$$B_{МП} = 3,98 + 2 \cdot 1,5 = 6,98 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника будет равна:

$$S_{МП} = 10,3 \cdot 6,98 = 71,894 \text{ м}^2.$$

При наличии отвода масла объем маслоприемника должен вмещать весь объем масла, находящегося в трансформаторе [11]. Также необходимо принять конструкцию маслоприемника, так как они могут выполняться заглубленными и незаглубленными.

Примем к установке заглубленный маслоприемник.

Если в маслоприемник помещается весь объем трансформаторного масла бортовые ограждения обустроить не требуется.

Объем маслоприемника, необходимый для размещения трансформаторного масла, найдем по формуле:

$$V_{МП} = \frac{M}{\rho} \text{ м}^3, \quad (124)$$

где M – масса масла в трансформаторе, кг;

ρ – плотность трансформаторного масла, принимаем $\rho = 880 \text{ кг/м}^3$.

$$V_{МП} = \frac{23200}{880} = 26,36 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприёмника определяется через следующее выражение:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В}, \quad (125)$$

где $h_{Г}$ – толщина слоя гравия, согласно [11] примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – толщина воздушного промежутка, т.к. гравий укладывается на дно, примем равным 0 м.

$$h_{МП} = \frac{26,36}{71,894} + 0,25 + 0 = 0,617 \text{ м}.$$

Объем маслосборника должен быть рассчитан на вмещение в себя 100% масла трансформатора и 80% воды, используемой при пожаротушении.

Объём воды необходимой для тушения трансформатора вычисляется по формуле:

$$V_{H_2O} = I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}) \quad (126)$$

где I_{nm} – коэффициент интенсивности пожаротушения, равен $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{с}$;

t – время тушения, равное 1800 с;

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора.

Определим площадь боковой поверхности трансформатора по формуле:

$$S_{БТ} = 2 \cdot (A_m + B_m) \cdot H_m \quad (127)$$

$$S_{БТ} = 2 \cdot (7,3 + 3,98) \cdot 6,2 = 139,872 \text{ м}^2$$

Объем воды для пожаротушения определяем:

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (71,894 + 139,872) = 76,236 \text{ м}^3$$

Объем маслосборника найдем по формуле:

$$V_{МС} = 0,8 \cdot V_{H_2O} + V_{ТМ} \text{ м}^3. \quad (128)$$

$$V_{МС} = 60,989 + 26,36 = 87,349 \text{ м}^3.$$

Главная цель маслоотводоов – отвод масла и воды при тушении пожара. Для этих целей используются гидранты и другие стационарные устройства. Расстояние от маслоприемника до маслоотвода должно обеспечивать удаление всего объема воды и половины объема масла менее чем за 15 минут [11]. Маслоотводоы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

На силовых трансформаторах подразумевается тепловые сигнальные датчики, при аварийных ситуациях действующие на отключение.

Для предотвращения разгорания пожара и его распространения за пределы подстанции в помещении ОПУ предусматриваются средства пожаротушения: пожарный щит, топор, лопаты, ломик, ведра, ящик с песком и огнетушители. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах.

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

7.1 Преимущества защит на микропроцессорной базе

Микропроцессорные терминалы релейной защиты от релейной защиты на электромеханической базе отличаются многофункциональностью. Помимо защиты устройств автоматики и электрооборудования, терминалы способны производить замер электрических величин и хранить их в памяти.

Еще одно отличие от электромеханических реле – компактность. При использовании микропроцессорных терминалов сокращается необходимая площадь для установки шкафов защит, автоматики и управления электрооборудованием на ОПУ.

Так же, к преимуществам микропроцессорных защит относится:

- более сниженное потребление по цепям оперативного постоянного тока и напряжения, чем защиты на электромеханической элементной базе или ИМС;

- наличие свободных логических элементов, что позволяет более легко приспособить терминал в различных условиях, легкая наладка с помощью специальных разработанных средств;

- наличие методов цифровой фильтрации и измерения обеспечивающих правильное функционирование при насыщении трансформаторов тока и переходных процессах.

Исходя из основных преимуществ микропроцессорных защит можно сделать вывод, что эффективнее устанавливать защиты на микропроцессорных базах, но стоит учитывать, что такие защиты стоят намного дороже, а также присутствие периодических сбоев в программном обеспечении.

7.2 Капиталовложения в реализацию релейной защиты трансформаторов

Релейная защита трансформаторов подстанции «Цементно-шиферный комбинат» изготовлена фирмой ООО НПП «ЭКРА» и состоит из шкафов, поставляющихся комплектами с микропроцессорными терминалами.

Суммарные вложения в реализацию проекта релейной защиты определяется из суммы затрат на проектирование релейной защиты, из стоимости на монтаж и отладку шкафов и стоимости самих комплектов:

$$K = K_{\text{ПРОЕКТ}} + K_{\text{ОБОР}} + K_{\text{МОНТ}} \text{ тыс. руб.} \quad (129)$$

где $K_{\text{ПРОЕКТ}}$ – затраты на проектирование, руб.;

$K_{\text{ОБОР}}$ – стоимость комплектов защиты, руб.;

$K_{\text{МОНТ}}$ – затраты на монтаж и отладку шкафов защит, руб.

Для защиты трансформаторов установлены шкафы микропроцессорной защиты и автоматики ШЭ2607 151.

По данным с сайта фирмы:

$$K_{\text{ПРОЕКТ}} = 499 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 31– Стоимость установки и наладки комплектов релейной защиты

Тип защит, количество	Стоимость оборудования, тыс. руб.	Стоимость монтажа (40%), тыс. руб.	НДС (20%), тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
ШЭ2607 045, 2шт	2134,0	853,6	426,8	2560,8
Программное обеспечение, 1 комплект	113,0	-	22,6	135,7
Итого:	2247,0	853,6	449,4	2696,5

Рассчитаем суммарные расходы на релейную защиту по формуле (129):

$$K = 499 + 2696,5 + 853,6 = 4049,1 \text{ тыс. руб.}$$

Эти данные необходимы для дальнейшего расчета экономической эффективности релейной защиты.

7.3 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек

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

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

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K \cdot \alpha_n \text{ тыс. руб.}, \quad (130)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,037$ [24, стр 54];

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

K – суммарные капитальные вложения в устройства РЗ.

$$I_{\text{ЭКС}} = 0,037 \cdot 4049,1 \cdot 0,9 = 134,835 \text{ тыс. руб.}$$

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:

$$I_{\text{АМ}} = \alpha_{\text{АМ}} \cdot K, \quad (131)$$

где α_{AM} – ежегодные нормы отчислений на амортизацию, определяемые как:

$$\alpha_{AM} = \frac{1}{T_{СЛ}} \text{ о.е.}, \quad (132)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы релейной защиты, $T_{СЛ} = 20$ лет.

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

Тогда издержки на амортизацию равны:

$$I_{AM} = 0,05 \cdot 4049,1 = 202,455 \text{ тыс. руб.}$$

7.4 Возмещение затрат на электроэнергию

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

$$I_W = W \cdot T_{\text{Э}} \text{ тыс. руб.}, \quad (133)$$

где $T_{\text{Э}}$ – тарифная цена электроэнергии ($T_{\text{Э}} = 2,16 \text{ сома} = 2 \text{ руб.}$);

W – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год, кВт*ч, определяется как:

$$W = P_{\text{ПОТР}} \cdot T_{\text{ГОД}} \text{ кВт}, \quad (134)$$

где $P_{\text{ПОТР}}$ – активная мощность потребляемая устройствами РЗ, $P_{\text{ПОТР}} = 4 \cdot 10^{-2}$ кВт;

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

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

$$I_W = 350,4 \cdot 2 = 700,8 \text{ тыс. руб.}$$

7.5 Прочие расходы

Прочие расходы определяются с учетом рассчитанных издержек:

$$I_{PP} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{W}}) + 0,03 \cdot K \text{ тыс. руб.}, \quad (135)$$

$$I_{PP} = 0,3 \cdot (134,835 + 202,455 + 700,8) + 0,03 \cdot 4049,1 = 152,616 \text{ тыс. руб.}$$

Определим суммарные издержки по следующему выражению:

$$\sum I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{W}} + I_{PP} \text{ тыс. руб.}, \quad (136)$$

$$\sum I = 134,835 + 202,455 + 700,8 + 152,616 = 1191 \text{ тыс. руб.}$$

7.6 Расчет ущерба

Для расчета экономической эффекта необходимо определить два вида ущерба: ущерб от действия КЗ и от планового простоя оборудования при отсутствии РЗиА на подстанции и ущерб от действия КЗ при наличии РЗиА на защищаемом объекте [8].

Ущерб при отсутствии на объекте устройств РЗиА:

$$U = U_{\text{КЗ}} + U_{\text{ПП}} \text{ тыс. руб.}, \quad (137)$$

где $U_{\text{КЗ}}$ – величина ущерба от действия токов КЗ в рублях;

$U_{\text{ПП}}$ – ущерб от планового простоя электрооборудования в рублях.

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте устройств РЗиА определяется по следующей формуле:

$$U^{PZA} = U_{\text{ИС}}^{PZA} + U_{\text{ЛС}}^{PZA} + C_{PZA} \text{ тыс. руб.}, \quad (138)$$

где $U_{\text{ИС}}^{PZA}$ – ущерб, причиняемый излишними срабатываниями, в рублях;

$U_{\text{ЛС}}^{PZA}$ – ущерб, причиняемый ложными срабатываниями, в рублях;

C_{PZA} – Затраты на установку и содержание устройств РЗ и А, руб.

Экономическая эффективность релейной защиты находится через разницу от ущерба при отсутствии РЗА и ущерба при наличии РЗА на защищаемом электрооборудовании:

$$\mathcal{E}_{PЗ} = Y - Y^{PЗА} \text{ тыс. руб.}, \quad (139)$$

Произведем расчет экономической эффективности для продольной дифференциальной защиты силового трансформатора по формулам (136), (137) и (138).

Ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ трансформатора, определяется по следующей формуле:

$$Y_{KЗ} = P_{MAX} \cdot \alpha \cdot K_B \cdot \varepsilon, \quad (140)$$

где $P_{MAX} = 35714$ кВт – суммарная активная мощность нагрузки нормального режима;

$\alpha = 7,5$ тыс.руб./кВт – расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения [24];

$\varepsilon = 0,25$ – коэффициент ограничений нагрузки потребителей;

K_B – коэффициент вынужденного простоя в о.е., определяется по формуле:

$$K_B = \sum_{i=1}^n T_{Bi} \cdot \omega_i \text{ о.е.}, \quad (141)$$

где T_{Bi} – среднее время восстановления элементов электрических сетей;

ω_i – параметр потока отказов, отказ/год.

Для трансформатора $T_B = 10 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, $\omega = 0,01$ отказ/год.

Для выключателей $T_B = 1,5 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, $\omega = 0,02$ отказ/год.

Для шин $T_B = 0,25 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, $\omega = 0,01$ отказ/год.

$$K_B = (10 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01) + (1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02) + (0,25 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01) = 0,133 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Подставим значения в формулу (140):

$$Y_{KЗ} = 35714 \cdot 7,5 \cdot 0,133 \cdot 10^{-3} \cdot 0,25 = 8,906 \text{ тыс. руб.}$$

Определим ущерб, обусловленный плановым простоем:

$$Y_{III} = P_{MAX} \cdot \beta \cdot K_{II} \cdot \varepsilon \text{ тыс. руб.} \quad (142)$$

где $\beta = 4$ тыс.руб. – расчетный годовой ущерб от плановых ограничений электроснабжения;

K_{II} – коэффициент планового простоя в о.е., определяется по формуле:

$$K_{II} = K_{II}^{TP} + K_{II}^{ВЫКЛ} + K_{II}^{ШИН} \text{ о.е.,} \quad (143)$$

Для трансформатора $K_{II}^{TP} = 40 \cdot 10^{-3}$, для выключателя $K_{II}^{ВЫКЛ} = 2 \cdot 10^{-3}$, для сборных шин $K_{II}^{ШИН} = 0,2 \cdot 10^{-3}$.

$$Y_{III} = 35714 \cdot 4 \cdot (40 + 2 + 0,2) \cdot 10^{-3} \cdot 0,25 = 1507 \text{ тыс. руб.}$$

Определим ущерб, вследствие излишних срабатываний защиты:

$$Y_{ИС}^{PЗА} = q_{ТР} \cdot q \cdot \omega_{И} \cdot M(\Pi_{И}) \cdot 0,1 \text{ тыс. руб.,} \quad (144)$$

где $q_{ТР} = 0,985$ – вероятность отсутствия планового ремонта на трансформаторе;

$q = 0,999$ – вероятность рабочего состояния;

$\omega_{И} = 0,0007$ отказ/год – параметр потока излишних срабатываний защиты;

$M(\Pi_{И}) = 1780$ руб. – средняя цена разового излишнего срабатывания.

$$Y_{ИС}^{PЗА} = 0,985 \cdot 0,999 \cdot 0,0007 \cdot 1780 \cdot 0,1 = 0,123 \text{ тыс. руб.}$$

Ущерб, зависящий от излишних срабатываний устройств РЗиА:

$$Y_{ЛС}^{P3A} = q_{TP} \cdot q \cdot \omega_{Л} \cdot M(\Pi_{Л}) \cdot 0,1 \text{ тыс. руб.}, \quad (145)$$

где $\omega_{Л} = 0,0005$ отказ/год – параметр потока ложных срабатываний устройств РЗ;

$M(\Pi_{Л}) = 1780$ руб. – средняя цена разового ложного срабатывания.

$$Y_{ЛС}^{P3A} = 0,985 \cdot 0,999 \cdot 0,0005 \cdot 1780 \cdot 0,1 = 0,088 \text{ тыс. руб.}$$

Подставим полученные значения в формулу (138) и получим:

$$\mathcal{E}_{P3} = Y_{K3} + Y_{ПП} - Y_{ИС}^{P3A} - Y_{ЛС}^{P3A} - \sum I \text{ тыс. руб.}, \quad (146)$$

В итоге экономический эффект, рассчитанный по формуле (146), будет равен:

$$\mathcal{E}_{P3} = 8,906 + 1507 - 0,123 - 0,088 - 1191 = 324,695 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из этого можно сказать что экономический эффект релейной защиты, устанавливаемой на трансформаторы существенен, поэтому релейная защита полностью себя оправдывает.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована релейная защита подстанции 110/35/6 кВ, необходимая для защиты подстанционного оборудования.

Также в ходе проектирования было выбрано и проверено основное оборудование подстанции: силовые трансформаторы, ошиновка, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений, высокочастотные заградители. Была разработана схема распределительного устройства, приведен расчет молниезащиты и заземления подстанции.

В вопросах безопасности и экологичности подстанции описаны технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность на рабочем месте оперативного обслуживающего персонала, мероприятия по охране территории в пределах и за пределами подстанции.

Реконструкция подстанции позволит увеличить объем производства цемента и повысить надежность оборудования посредством внедрения релейной защиты на подстанцию.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – Учебное электронное издание. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2015 – 52 с.

2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. и др. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах. / Под ред. В.П.Ларионова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

3 Бредихин, А. Н. Справочник молодого электромонтажника распределительных устройств и подстанций / А.Н. Бредихин, С.С. Хачатрян. - М.: Высшая школа, 1989. - 160 с.

4 ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

5 ГОСТ Р. 12.1.004. -91. Пожарная безопасность. Общие требования.

6 Долин П.А., Электробезопасность. Теория и практика: учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов: под ред. В.Т. Медведева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 280 с.

7 Красник, В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. Производственно-практическое пособие / В. Красник. - М.: НЦ ЭНАС, 2011. - 795 с.

8 Козлов А.В., Шмойлов А.В. Экономическая эффективность релейной защиты и автоматики//Энергетика: экология, надежность, безопасность: Матер. VII Всерос. Науч.-техн. конф., Томск, 2001.-С. 112-117.

9 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с

10 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. - М.: ИАЦ Энергия, 2012. - 264 с.

11 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.

12 Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

13 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: НЦ ЭНАС, 2004. - 168 с

14 СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

15 СанПиН 2971-84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

16 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий, и на территории жилой застройки.

17 Справочник энергетика промышленных предприятий [Текст]: В.А. Гольстрем, А.С. Иваненко – К.: Техніка, 1977. – 464 с.

18 СТО 56947007-29.120.70.99-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования. ОАО ФСК ЕЭС, 2011.

19 СТО 56947007-29.240.037-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

20 СТО 56947007-29.240.039-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте, ОАО ФСК ЕЭС, 2010.

21 Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту комплектных распределительных устройств 6-10 кВ. ТИ 34-70-025-84. РД 34.20.506. - М.: Энергия, 2012. - 452 с.

22 Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. - М.: Книга по Требованию, 2013. - 624 с.

23 Шкафы типов ШЭ2607, комплекса унифицированных защит, трансформаторов подстанций. Руководство по эксплуатации. - Чебоксары, 2013.

24 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Расчет однофазных КЗ в ПВК MathCad.

Исходные данные:

$$\begin{array}{llllll}
 S_6 := 100 \text{ МВА} & E_c := 1 & U_{61} := 115 & x_{уд} := 0.4 & S_{номг} := 40 \\
 I_{по3ф1c} := 3 & I_{по1ф1c} := 1.8 & U_{62} := 38.5 & L_1 := 10.4 & x_{рк} := 0.14 \\
 I_{по3ф2c} := 2 & I_{по1ф2c} := 1.3 & U_{63} := 6.6 & L_2 := 6.9 & I_{нр} := 1.6
 \end{array}$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 0.502 \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 1.5 \quad I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = 8.748$$

$$x_{c1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{по1ф1c} \cdot U_{61}} = 0.279 \quad x_{c2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{по1ф2c} \cdot U_{61}} = 0.386$$

$$x_{л1} := x_{уд} \cdot L_1 \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.031 \quad x_{л2} := x_{уд} \cdot L_2 \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.021$$

$$u_{внсн} := 10.5 \quad u_{вннн} := 17.5 \quad u_{сннн} := 6.5$$

$$u_{кв} := 0.5 \cdot (u_{внсн} + u_{вннн} - u_{сннн}) = 10.75$$

$$u_{кс} := 0.5 \cdot (u_{внсн} + u_{сннн} - u_{вннн}) = -0.25$$

$$u_{кн} := 0.5 \cdot (u_{вннн} + u_{сннн} - u_{внсн}) = 6.75$$

$$x_{твн} := \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номг}} = 0.269 \quad x_{тсн} := 0 \quad x_{тнн} := \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номг}} = 0.169$$

$$x_p := x_{рк} \cdot \frac{S_6}{U_{63}^2} = 0.321$$

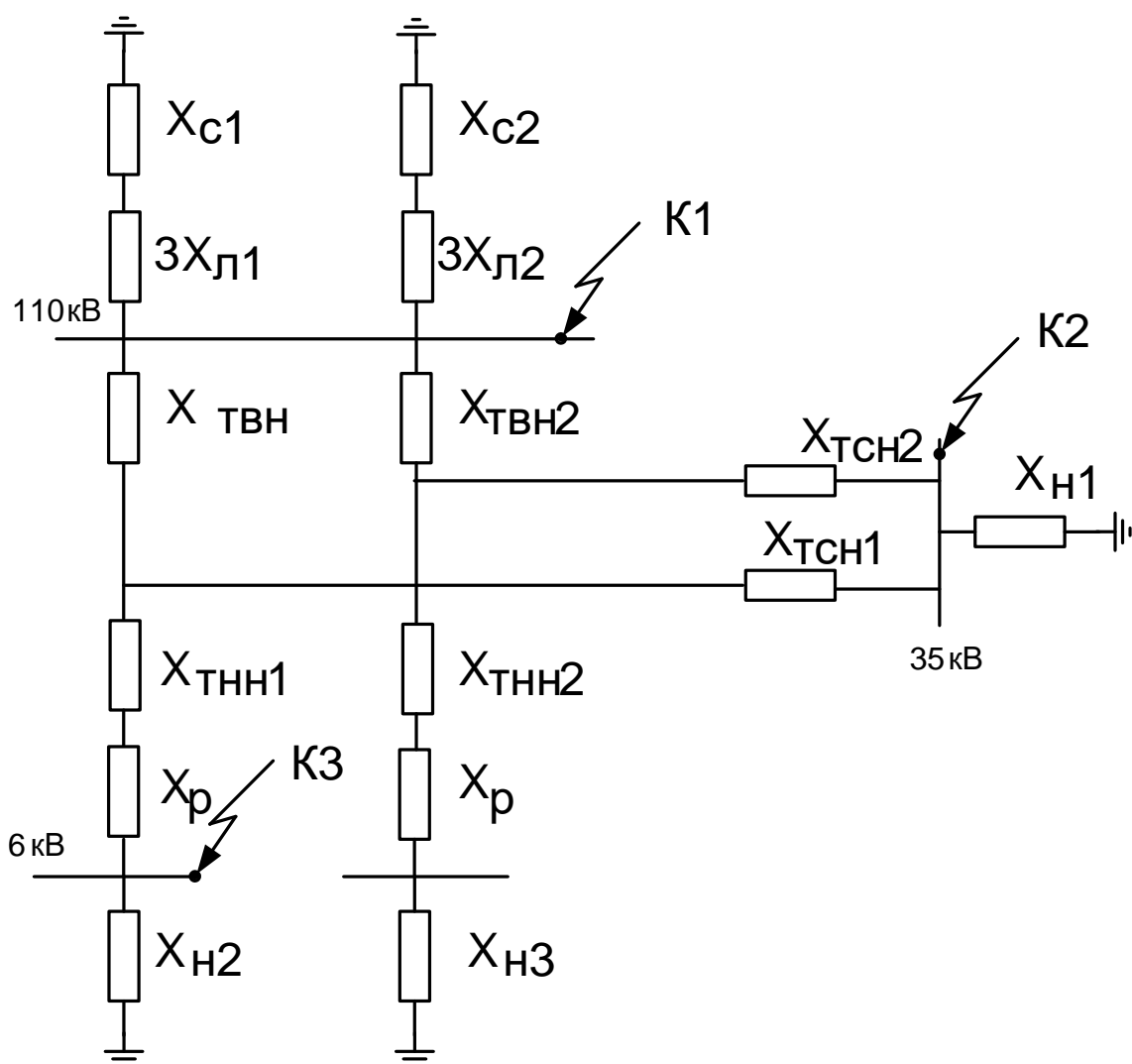
Для расчета несимметричных токов к.з. необходимы сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности. Так как рассматриваем однофазное к.з., то для определения шунтового сопротивления необходимо определить обратное и нулевое сопротивления.

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

Продолжение Приложения

<p>Для точки К1:</p> <p>$x_{\text{прям1}} := 0.115$</p> <p>$x_{\text{обр1}} := x_{\text{прям1}} = 0.115$</p>	<p>Для точки К2:</p> <p>$x_{\text{прям2}} := 0.249$</p> <p>$x_{\text{обр2}} := x_{\text{прям2}} = 0.249$</p>	<p>Для точки К3:</p> <p>$x_{\text{прям3}} := 0.874$</p> <p>$x_{\text{обр3}} := x_{\text{прям3}} = 0.874$</p>
--	--	--

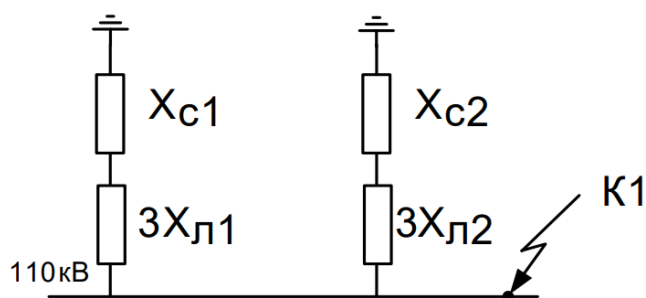
Общая схема замещения нулевой последовательности:



Расчет однофазного КЗ в точке К1:

Расчет сопротивления нулевой последовательности для точки К1:

Продолжение Приложения



$$x_1 := x_{c1} + 3x_{л1} = 0.373$$

$$x_2 := x_{c2} + 3x_{л2} = 0.449$$

$$x_3 := \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2}} = 0.204$$

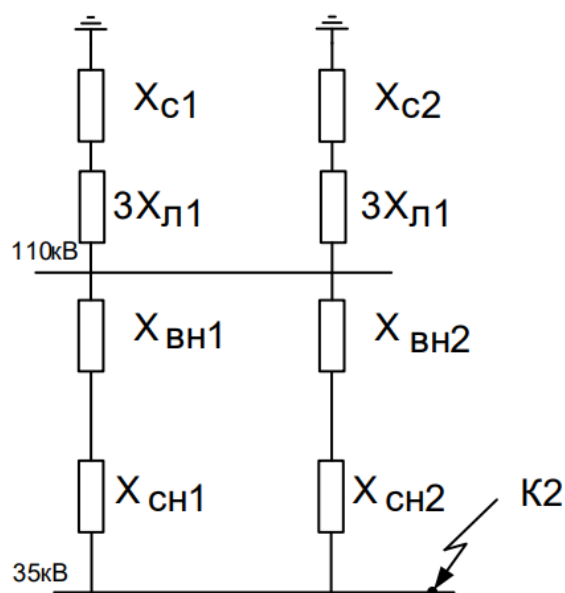
Однофазный ток в точке К1:

$$I_{к1фк1} := \frac{1}{x_3 + x_{\text{прям}1} + x_{\text{обр}1}} \cdot I_{б1} = 1.157$$

$$I_{К1фк1} := 3 \cdot I_{к1фк1} = 3.472$$

Расчет однофазного КЗ в точке К2:

Расчет сопротивления нулевой последовательности для точки К2:



Продолжение Приложения

$$x_4 := x_3 + \frac{x_{ТВН}}{2} = 0.338$$

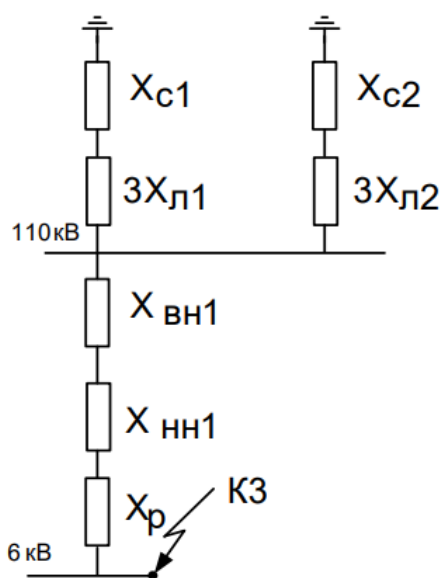
Однофазный ток в точке К2:

$$I_{к1фк2} := \frac{1}{x_4 + x_{прям2} + x_{обр2}} \cdot I_{б2} = 1.793$$

$$I_{К1фк2} := 3 \cdot I_{к1фк2} = 5.38$$

Расчет однофазного КЗ в точке К3:

Расчет сопротивления нулевой последовательности для точки К3:



$$x_5 := x_3 + x_{ТВН} + x_{ТНН} + x_p = 0.963$$

Однофазный ток в точке К3:

$$I_{к1фк3} := \frac{1}{x_5 + x_{прям3} + x_{обр3}} \cdot I_{б3} = 3.227$$

$$I_{К1фк3} := 3 \cdot I_{к1фк3} = 9.681$$