

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Комплексная реконструкция подстанции Магдагачи напряжением 220/35/27,5/10 кВ в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В. А. Бакаев

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Н. Козлов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_

Бакаева Владислава Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_ Комплексная  
реконструкция подстанции Магдагачи напряжением 220/35/27,5/10 кВ в Амурской  
области

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.21

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС,  
нормативно-справочная литература: ПТБ, ПУЭ, ПТЭ, ГОСТы

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

1. Общая характеристика района Магдагачи; 2. Пасчет токов КЗ; 3. Выбор основного  
оборудования; 4. Защита трансформатора

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Старя схема ПС Магдагачи;  
2. Новая схема ПС Магдагачи; 3. Результаты расчетов; 4. Защитное заземление и  
молниезащита; 5. Разрезы и план схема

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. конт.тех.наук.доц.

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

ВКР содержит 126 страниц, 10 рисунков, 35 таблиц, 168 формулы, 30 источников.

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОНОМИКА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В данном проекте произведена реконструкция подстанции напряжением 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи». Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено электрооборудование на ОРУ 220 кВ, ЗРУ 35 кВ, ОРУ 27,5 кВ, ЗРУ 10 кВ на ПС «Магдагачи». Рассчитана релейная защита, рассмотрены вопросы электробезопасности, экологичности и чрезвычайных ситуаций. Произведен технико-экономический расчет.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика района и подстанции Магдагачи	9
1.1 Климатическая характеристика района Магдагачи	9
1.2 Характеристика источников питания ПС 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи	10
1.3 Характеристика ПС Магдагачи.	12
2 Расчет токов короткого замыкания	15
2.1 Общие положения	15
2.2 расчет токов КЗ с ШСВ	15
2.3 Составление расчетной схемы замещения и расчет токов короткого замыкания	18
3. Выбор основного электротехнического оборудования	27
3.1 Выбор выключателей	27
3.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	34
3.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	47
3.4 Выбор и проверка разъединителей	49
3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	56
3.6 Выбор КРУ	62
3.7 Выбор и проверка жестких шин	65
3.8 Выбор и проверка гибких шин	71
4. Защита трансформатора	76
4.1 Дифференциальная защита	76
4.2 Максимальная токовая защита	84
4.3 Защита от перегрузки	88
5 Защита на микропроцессорной защите сириус	94
5.1 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ - 2	94
5.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ – 1	100
6 Разработка заземления и молниезащиты ПС	102

6.1 Расчет заземляющего устройства подстанции «Магдагачи»	102
6.2 Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции	105
6.3 Разработка молниеотводов и определение зон молниезащиты	106
7 Основные технико-экономические показатели проекта	109
7.1 Срок окупаемости проекта	109
8 Безопасность и экологичность	112
8.1 Безопасность	112
8.1.1 Расчет эквивалентного уровня шума для персонала ПС	112
8.2 Экологичность	114
8.2.1 Расчет уровня звука для территории жилой застройки	114
8.2.2 Экологичность реконструируемого участка электрической станции	117
8.3 Чрезвычайные ситуации	120
Заключение	125
Библиографический список	126

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СН – среднее напряжение;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

## ВВЕДЕНИЕ

Амурская область, субъект Российской Федерации которая входит в Дальневосточный федеральный округ.

На юге Амурская область граничит с Китайской народной республикой, на севере проходит граница с Республикой Саха (Якутия), на западе граничит с забайкальским краем, а на востоке с Еврейской автономной областью и Хабаровским краем.

В хозяйственном комплексе Амурской области промышленное производство имеет приоритетное значение, в котором производство и обеспечение электрической энергией является одной из ведущих отраслей.

Основными потребителями электроэнергии в Амурской области являются промышленное производство, население, транспорт, сельское хозяйство, где промышленное производство занимает первое место в потреблении электроэнергии. К крупнейшим потребителям относятся Покровский и Березитовый рудники, РЖД, АО «Амурский уголь» нефтепровод ВСТО и другие. Все эти потребители должны непрерывно снабжаться электроэнергией, а всякое отключение ведет к огромным убыткам потребителей и самой энергосистемы. Поэтому электроэнергетическая система должна быть качественной и надежной, находится под постоянным наблюдением и контролем, обеспечиваться оперативным ремонтом выведенного из строя оборудования, заменой морально и физически устаревшего электрооборудования на новое, внедрение новых технологий для повышения надежности.

Поэтому для написания выпускной квалификационной работы была выбрана и принята тема: «Комплексная реконструкция ПС 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи».

Данная тема актуальна так как подстанция была введена в эксплуатацию в далеком 1977 году. Учитывая длительный срок эксплуатации энергообъекта, ухудшение технического состояния силового электрооборудования

неизбежно, что может повлечь за собой образование дефектов и вывод из строя не только энергооборудования но и всех потребителей энергосистемы.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Разработать новую схему подстанции;
- Разработать план подстанции на новой выделенной под реконструкцию территории, разместить все здания и сооружения, а так же все электрооборудование;
- Выбрать и проверить новое оборудование;
- Разработать молниезащиту и заземление;
- Выбрать релейную защиту.



# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ПОДСТАНЦИИ МАГДАГАЧИ

## 1.1 Климатическая характеристика района Магдагачи

Климат рассматриваемой территории находится под влиянием муссонов и обуславливается влиянием Азиатского континента и Тихого океана. Влияние материка проявляется главным образом зимой, когда сухой и сильно охлажденный континентальный воздух проникает на территорию Амурской области. В результате этого зима здесь холодная, сухая, малоснежная, солнечная, осадков выпадает мало. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда на территорию Амурской области проникают с моря воздушные потоки южных и юго-восточных направлений. Лето теплое и дождливое. Весна и осень являются переходными сезонами. Весна бывает обычно холодная, затяжная; осень - ясная, теплая.

Определение расчетных условий по ветру и гололеду произведено на основании карт климатического районирования территории РФ, согласно [1] с уточнением по региональным картам - схемам расчетных ветровых, гололедных нагрузок территории Амурской области с повторяемостью 1 раз в 25 лет и по материалам наблюдений за скоростью ветра и гололедно-изморозевыми явлениями метеостанций Магдагачи, а также по данным эксплуатации существующих в данном районе линий электропередачи и связи.

Среднегодовое количество осадков в рассматриваемом районе составляет 476-485 мм. Осадки в течение года распределяются неравномерно. Минимум осадков приходится на январь - февраль, максимум - на июль - август. Основное количество осадков (89%- 90%) приходится на теплый период. Зима сравнительно малоснежная. Средняя дата появления снежного покрова 15-20 октября. Устойчивый снежный покров в среднем устанавливается 2 ноября, разрушается 4 - 6 апреля. Средняя дата схода снежного покрова - 21- 22 апреля.

Небольшое количество осадков зимнего периода является причиной малой высоты снежного покрова.

Таблица 1 – Климатические условия района Магдагачи

Климатическая характеристика	Значение
Район по ветру [1]	<b>II</b>
Максимальная скорость ветра с повторяемостью 1 раз в 25 лет, $V_0$ , м/с	29 м/с
Нормативное ветровое давление, $W_0$ , Па	500 Па
Район по гололеду	<b>III</b>
Нормативная толщина стенки гололеда, $b_э$ с повторяемостью 1 раз в 25 лет, мм	20 мм
Район по ветровой нагрузке при гололеде	<b>III</b>
Нормативная ветровая нагрузка при гололеде, $R_{wg}$ с повторяемостью 1 раз в 25 лет, Н/м	6, 9 Н/м
Условная толщина стенки гололеда, $b_u$ , мм	28; 44,6 мм
Скорость ветра при гололеде с повторяемостью 1 раз в 25 лет, $V_{г0,96}$ , м/с	11 м/с
Среднегодовая продолжительность гроз в часах	40-60 часов
Район по степени загрязнения изоляции [7]	1 СЗ
Район по степени пляски проводов	Район с умеренной пляской проводов

## 1.2 Характеристика источников питания ПС 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи

Основными источниками питания района Магдагачи являются Зейская ГЭС.

Зейская ГЭС.

Гидроэлектростанция расположена в Амурской области, на реке Зeya, у города Зeya, в 562 километрах от областного центра города Благовещенск. Занимает второе место по мощности на Дальнем Востоке и является филиалом ПАО «РусГидро».

Установленная мощность электростанции составляет - 1330 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии составляет – 4910 млн кВт · ч.

## Оборудование Зейской ГЭС:

### 1. Турбины:

- диагональные поворотные лопастные мощность — 215-225 МВт
- расход воды через турбину при расчётном напоре 78,5 м - 303 м<sup>3</sup>/с
- частота вращения 136,4 об/мин

### 2. Генераторы:

В здании ГЭС установлено 6 гидроагрегатов:

- 4 гидроагрегата мощностью каждый по 225 МВт
- 2 гидроагрегата мощностью каждый по 215 МВт

Схема выдачи мощности происходит следующим образом – гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 15,75 кВ, каждый генератор подключён к своему силовому трансформатору. Два генератора подключены к повышающим трансформаторам ТНЕРЕ 265000/242/15,75-РН и ТЦ-250000/220 и выдают мощность на напряжение 220 кВ, четыре генератора — к повышающим трансформаторам ТЦ-250000/500 (3 шт.) и ТНЕРЕ 265000/525/15.75-РН (1 шт.) и выдают мощность на напряжение 500 кВ, а через них — к открытому распределительному устройству (ОРУ) напряжением 220/500 кВ. На ГЭС установлено два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полуторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Электроэнергию в энергосистему Зейская ГЭС выдает по следующим линиям электропередач:

- по двум линиям 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Амурская;
- связь с хабаровской энергосистемой осуществляется через шины Бурейской ГЭС по линиям 500 кВ;

- связь с энергосистемой амурской области осуществляется через линии 220 кВ Зейская ГЭС – ПС Светлая, Зейская ГЭС – ПС Призейская, Зейская ГЭС – ПС Магдагачи

- связь с подстанцией Энергия осуществляется через отпайки от ПС Светлая.

### **1.3 Характеристика ПС Магдагачи**

Существующая подстанция 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи введена в эксплуатацию в 1977 году и входит в ОЭС Востока. Расположена ПС на северо-западе амурской области в пгт. Магдагачи, принадлежащем Центральному энергетическому району Амурской ЭС.

Подстанция узлового типа предназначена для питания потребителей и передачи потоков мощности в смежные сети своей и соседних энергосистем.

Питают подстанцию Магдагачи Зейская ГЭС. От Зейской ГЭС получает питание по воздушной линии 220 кВ сечением провода АС – 400.

В настоящее время на ПС в эксплуатации находятся следующее основное оборудование и сооружения:

- силовой трансформатор типа ТДТН-25000/220/35/10, мощностью 25 МВА, напряжением 220/35/10 кВ. Трансформатор был изготовлен в 1976 г. и введен в эксплуатацию в 1977 г. Для трансформатора изготовлено в 1977 г. и установлено устройство РПН типа CRND – 150/40. Диспетчерское наименование Т -1.

- силовой трансформатор типа ТДТНЖ-40000/220/27,5/10, мощностью 40 МВА, напряжением 220/27,5/10 кВ. Трансформатор был изготовлен в 1986 г. и введен в эксплуатацию в этом же году. Для трансформатора изготовлено в 1985 г. и установлено устройство РПН типа РС – 4. Диспетчерское наименование Т -2.

- силовой трансформатор типа ТДТНЖ-40000/220/35/27,5, мощностью 40 МВА, напряжением 220/35/27,5 кВ. Трансформатор был изготовлен в 1985 г. и введен в эксплуатацию. В 1986 г. Для трансформатора изготовлено в 1985

г. и установлено устройство РПН типа РС – 4. Диспетчерское наименование Т-3.

- два трансформатора собственных нужд ТСН – 1, ТСН - 2 типа ТСЗ-630/11, мощностью 630 кВА, напряжением 10/0,4 кВ. ТСН – 1 и ТСН – 2 изготовлены в 2011 году и введены в эксплуатацию в 2012 году.

- один трансформатор хозяйственных нужд ТХН типа ТМ-400/10-66 У1, мощностью 400 кВА, напряжением 10/0,4 кВ;

- дизель-генераторная установка типа РИСЭ - АД-16С-Т400-1РМ13.

- Обходной выключатель 220 кВ – У-220-1000/25-У1 был изготовлен УЭТМ в 1985 году и в 1986 году введен в эксплуатацию.

- Выключатели У-220-1000/2000-25-У1 2 шт. были изготовлены УЭТМ и введены в эксплуатацию в 1977 году.

- Выключатель марки ВЭБ-220 II-50/3150 УХЛ1 был изготовлен УЭТМ и введен в эксплуатацию в 2011 г

- Секционный выключатель СВ-220 марки SIMENS 3AP1DT был изготовлен в 2011 г., введен в эксплуатацию в 2013 г.

- Разъединители: РДЗ-2-220/1000 УХЛ1 – 12 шт.; РНДЗ– 220/1000 У1 – 7 шт.; РГН.1а-220 II/1000-40 УХЛ1– 7 шт.

- Шунтирующий реактор. Марка – РТД-20000/35-У1 .Изготовлен в 1985 г., введен в эксплуатацию в 1986 году.

- Трансформаторы напряжения – НАМИ-220 УХЛ1 – 6 шт. изготовлены в 2011 г., введены в эксплуатацию в 2012 году.

- ОРУ 220 кВ, выполненное по схеме - «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»;

- ОРУ 35 кВ, выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»

- ОРУ 27,5 кВ, выполненное по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»

- ЗРУ 10 кВ – по схеме «Одна, секционированная выключателем система шин» выполненное ячейками КРУ типа К-ХII, К-XXVI, кВ-02-26;

К ПС 220 кВ Магдагачи присоединены следующие ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи;
- ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи;
- ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 35 кВ Магдагачи – Толбузино;
- ВЛ 27,5 кВ Магдагачи – Магдагачи/т № 1;
- ВЛ 27,5 кВ Магдагачи – Магдагачи/т № 2.

## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 2.1 Общие положения

Коротким замыканием называют замыкание между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо-заземленными и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

КЗ возникает при нарушении изоляции электрических цепей. Причины возникновения КЗ могут быть различны:

- старение изоляции, в следствии чего образуется пробой;
- набросы на провода ЛЭП;
- обрыв ЛЭП;
- повреждения изоляции кабельных линий при проведении каких либо земляных работ;
- удар молнии в ЛЭП и др.

Симметричными, называют такие виды КЗ в которых все фазы при коротком замыкании оказываются в одинаковых условиях (трехфазное КЗ). При двухфазном или однофазном КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с этим векторные диаграммы токов и напряжений искажены, такие КЗ называют несимметричными.

Как правило короткие замыкания приводят к увеличению токов в поврежденных фазах, значение таких токов превосходят номинальные значения в несколько раз.

Токи КЗ приводят к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что в следствии вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, так же может вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов.

### 2.2 Расчет токов КЗ с ШСВ

Данный расчет токов КЗ производится для выбора оборудования на ПС «Магдагачи» в связи с ее реконструкцией.

Для начала произведем расчет для нескольких точек КЗ двух режимов:

- 1) ШСВ включен;
- 2) ШСВ отключен.

Расчетные точки приведены на рисунке 1.

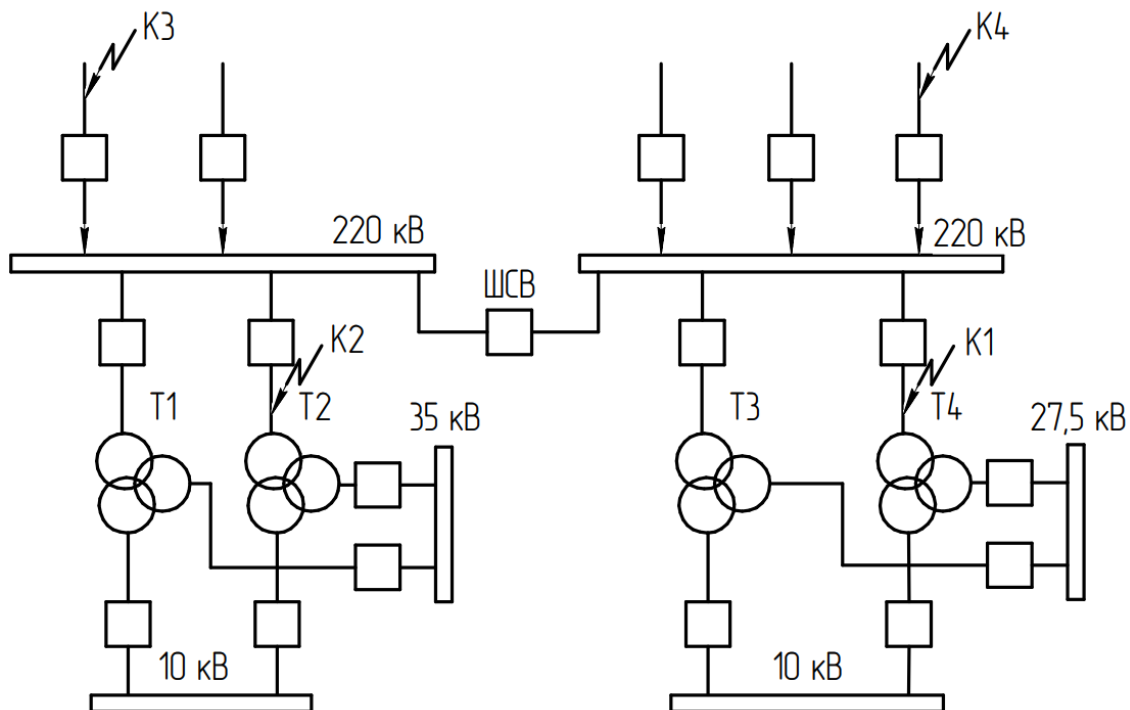


Рисунок 1 – Расчетные точки короткого замыкания для режимов с ШСВ

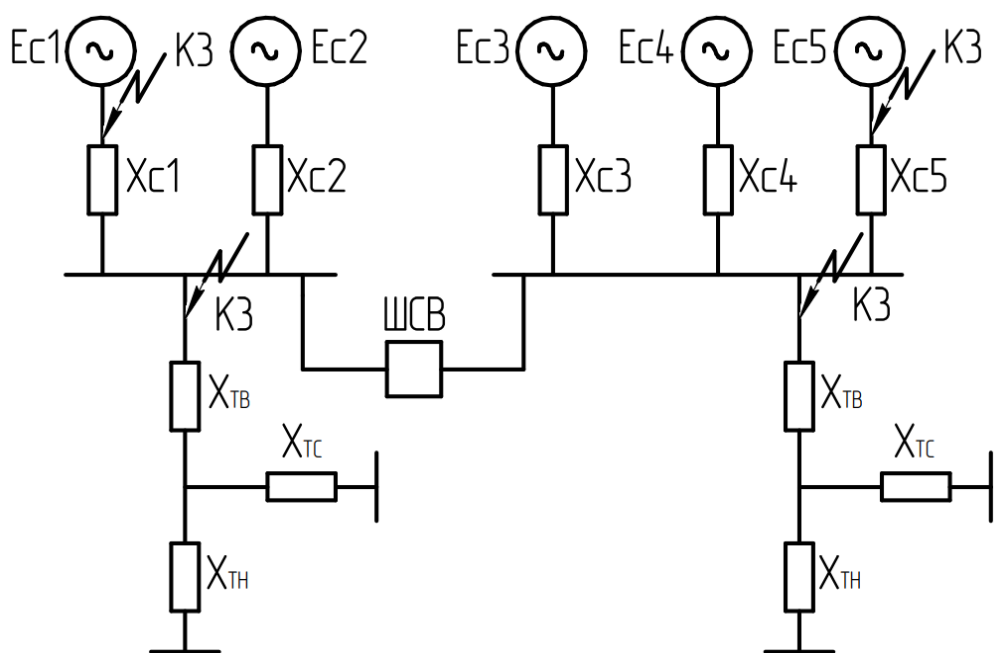


Рисунок 2 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в режиме ШСВ



Произведем расчет токов с включенным ШСВ.

Определим сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \Sigma I_{КЗ}} \quad (1)$$

$$X_{C1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,8+1,5+1,9+1,5+1,6)} = 15,9 \text{ Ом}$$

$$X_{C2} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,5+1,9+1,5+1,6)} = 20,4 \text{ Ом}$$

$$X_{C3} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,8+1,5+1,9+1,5)} = 19,8 \text{ Ом}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точках К1, К2, К3, К4:

$$I_{КЗ} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_C} \quad (2)$$

$$I_{КЗ1,2} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,9} = 8,3 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ3} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 20,4} = 6,5 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ4} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 19,8} = 6,7 \text{ кА}$$

Произведем расчет токов с выключенным ШСВ.

Определим сопротивление системы по формуле 1:

$$X_{C1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,8+1,5)} = 40,24 \text{ Ом}$$

$$X_{C2} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,9+1,5+1,6)} = 26,6 \text{ Ом}$$

$$X_{C3} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,5)} = 88,5 \text{ Ом}$$

$$X_{C4} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,9+1,5)} = 39,1 \text{ Ом}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точках К1, К2, К3, К4 по формуле 2:

$$I_{K31} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 40,24} = 5 \text{ кА}$$

$$I_{K32} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 26,6} = 3,3 \text{ кА}$$

$$I_{K33} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 88,5} = 1,5 \text{ кА}$$

$$I_{K34} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 39,1} = 3,4 \text{ кА}$$

Так как токи при включенном ШСВ получились больше, расчет токов КЗ для выбора оборудования на подстанции «Магдагачи» следует производить по схеме с включенным ШСВ.

### **2.3 Составление расчетной схемы замещения и расчет токов короткого замыкания**

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему замещения. Расчет будем производить для трансформаторов Т1, Т2, Т3 и Т4. Схема замещения представлена на рисунке 3.

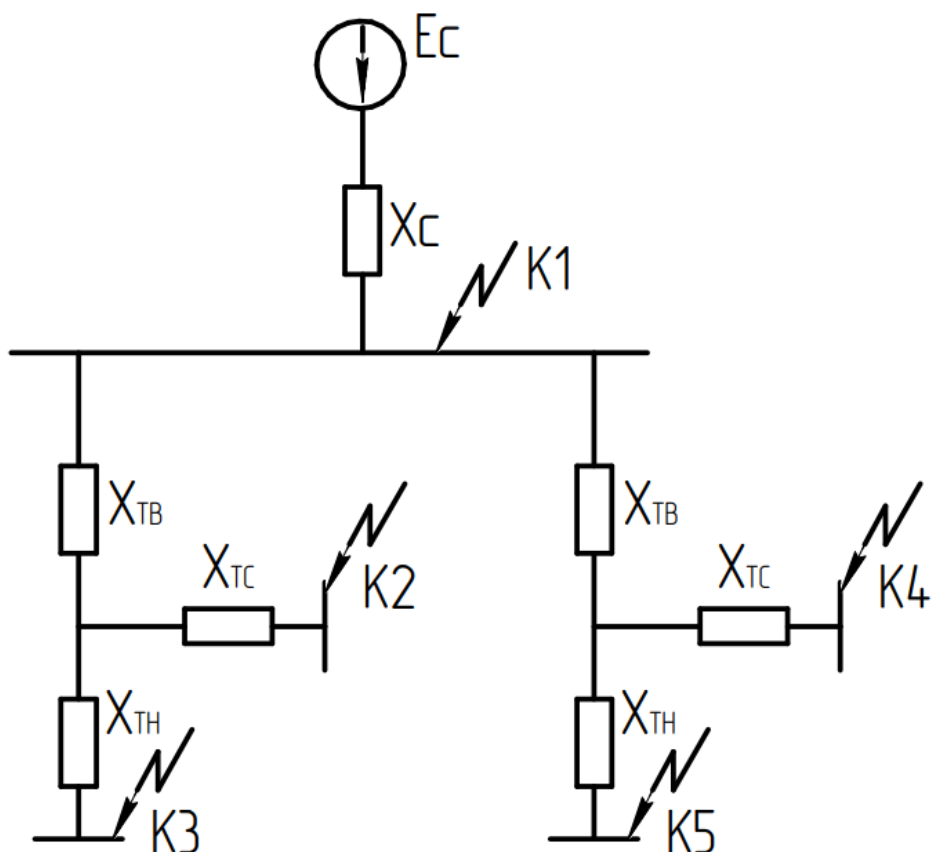


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения

За базисные напряжения для точек К1, К2, К3 и К5 примем:  $U_{БВН} = 230$  кВ,  $U_{БСН} = 38,5$  кВ,  $U_{БНН} = 11$  кВ; для точек К4:  $U_{БСН} = 27,5$  кВ  
 Мощность трансформатора  $S_{Т1} = 25$  МВА,  $S_{Т2} = 40$  МВА.

Токи короткого замыкания для трансформаторов Т1 и Т2.

Определим сопротивление системы по формуле:

$$X_c = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sum I_{КЗ}} \quad (3)$$

$$X_{c1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (1,8+1,5+1,9+1,5+1,6)} = 15,9 \text{ Ом}$$

Определим сопротивления обмоток трансформатора:

$$U_{кВН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кВС} - u_{кСН}) \quad (4)$$

$$U_{кВН} = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13 \%$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}) \quad (5)$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0 \%$$

$$U_{кНН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) \quad (6)$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (20 + 6,5 - 12,5) = 7 \%$$

$$X_{ТВ} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot \frac{U_{НОМВН}}{S_{НОМТ}} \quad (7)$$

$$X_{ТВ} = \frac{13}{100} \cdot \frac{230}{25} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{кСН}}{100} \cdot \frac{U_{НОМВН}}{S_{НОМТ}} \quad (8)$$

$$X_{ТС} = \frac{0}{100} \cdot \frac{230}{25} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot \frac{U_{НОМВН}}{S_{НОМТ}} \quad (9)$$

$$X_{ТН} = \frac{7}{100} \cdot \frac{230}{25} = 0,65 \text{ Ом}$$

Трехфазный и двухфазный ток короткого замыкания на шинах высокого напряжения К1:

$$I_{КЗ1}^3 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_C} \quad (10)$$

$$I_{K31}^3 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,9} = 8,3 \text{ кА}$$

$$I_{K31}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K31}^3 \quad (11)$$

$$I_{K31}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,3 = 7,2 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K31}^3 \cdot K_{уд} \quad (12)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (13)$$

$$K_{уд} = 1,71$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot 1,71 = 20,1 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{K31}^3 \quad (14)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 8,3 = 11,7 \text{ кА}$$

Трехфазный и двухфазный ток короткого замыкания на шинах среднего напряжения К2:

$$I_{K32}^3 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{ТВ})} \quad (15)$$

$$I_{K32}^3 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,9 + 1,2} = 9,5 \text{ кА}$$

$$I_{K32}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K32}^3 \quad (16)$$

$$I_{K32}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,5 = 8,3 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K32}^3 \cdot K_{уд} \quad (17)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot 1,6 = 21,5 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{K32}^3 \quad (19)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 9,5 = 13,5 \text{ кА}$$

Трехфазный и двухфазный ток короткого замыкания на шинах низкого напряжения КЗ:

$$I_{K33}^3 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{ТВ} + X_{ТН})} \quad (20)$$

$$I_{K32}^3 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,9 + 1,2 + 0,65} = 11,5 \text{ кА}$$

$$I_{K33}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K33}^3 \quad (21)$$

$$I_{K32}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,5 = 9,9 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K33}^3 \cdot K_{уд} \quad (22)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,5 \cdot 1,6 = 26,1 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{K33}^3 \quad (23)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 11,5 = 16,3 \text{ кА}$$

Токи короткого замыкания для трансформаторов Т3 и Т4.

Определим сопротивления обмоток трансформатора:

$$U_{кВН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кВС} - u_{кСН}) \quad (24)$$

$$U_{кВН} = 0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5 \%$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}) \quad (25)$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \%$$

$$U_{кНН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) \quad (26)$$

$$U_{кCH} = 0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \%$$

$$X_{TB} = \frac{U_{кBH}}{100} \cdot \frac{U_{НОМВH}}{S_{НОМТ}} \quad (27)$$

$$X_{TB} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230}{25} = 0,72 \text{ Ом}$$

$$X_{TC} = \frac{U_{кCH}}{100} \cdot \frac{U_{НОМВH}}{S_{НОМТ}} \quad (28)$$

$$X_{TC} = \frac{0}{100} \cdot \frac{230}{25} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{TH} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot \frac{U_{НОМВH}}{S_{НОМТ}} \quad (29)$$

$$X_{TH} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{230}{25} = 0,55 \text{ Ом}$$

Трехфазный и двухфазный ток короткого замыкания на шинах среднего напряжения К4:

$$I_{K34}^3 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{TB})} \quad (30)$$

$$I_{K34}^3 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,9 + 0,72} = 9,7 \text{ кА}$$

$$I_{K34}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K32}^3 \quad (31)$$

$$I_{K34}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,7 = 8,4 \text{ кА}$$



Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{К34}^3 \cdot K_{уд} \quad (32)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,7 \cdot 1,6 = 22,1 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{К34}^3 \quad (33)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 9,7 = 13,8 \text{ кА}$$

Трехфазный и двухфазный ток короткого замыкания на шинах среднего напряжения К5:

$$I_{К35}^3 = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{ТВ} + X_{ТН})} \quad (30)$$

$$I_{К35}^3 = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,9 + 0,72 + 0,55} = 11,8 \text{ кА}$$

$$I_{К35}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К35}^3 \quad (31)$$

$$I_{К35}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,8 = 10,2 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{К35}^3 \cdot K_{уд} \quad (32)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,8 \cdot 1,6 = 26,7 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ5}^3 \quad (33)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 11,8 = 16,7 \text{ кА}$$

Таблица 2 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$	$I_{КЗ}^{(2)}$	$i_{уд}$	$i_{a0}$
К1	8,3	7,2	20,1	11,7
К2	9,5	8,3	21,5	13,5
К3	11,5	9,9	26,1	16,3
К4	9,7	8,4	22,1	13,8
К5	11,8	10,2	26,7	16,7

## 3 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Выбор выключателей

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

К выключателям предъявляют следующие требования:

- надежность в работе и безопасность обслуживания;
- минимальное время отключения;
- возможность после отключения автоматического повторного включения (АПВ);
- легкость осмотра контактов;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство эксплуатации;

Надежность является одним из важнейших требований. От надежной работы выключателя зависит надежность работы электрооборудования.

Минимальное время отключения выключателя приносит следующие положительные эффекты:

- снижение термического воздействия тока КЗ на элементы электроустановки;
- снижение опасности распространения аварии на другие электроустановки;
- повышается устойчивость параллельной работы трансформаторов и ЛЭП;
- уменьшение опасности поражения током при прикосновении, при однофазном КЗ.

На шинах высокого напряжения выбираем баковый элегазовый выключатель ВЭБ-220-50/2500 УХЛ1.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{\text{УСТ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

По номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (34)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105 \text{ А}$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимальный суммарный ток трансформаторов, А;

По термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (35)$$

$$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $I_{\text{Тер}}^2$  – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{тер}}$  – время термической стойкости, с;

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (36)$$

$$W_k = 8,3^2 \cdot (0,2 \cdot 0,03) = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

Время отключения находим по формуле:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}} \quad (37)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{ов}}$  – время отключения выключателя, с.

По номинальному допускаемому значению аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} \quad (38)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,23 \text{ кА}$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (39)$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 8,4 \text{ кА}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{по}}$$

$$50 \text{ кА} \geq 8,3 \text{ кА}$$

Таблица 3 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ, для трансформатора ТДТН-25000/220/35/10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 65 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{а.ном}} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 8,4 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{а.т}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \geq I_{\text{откл.ном}}$

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ, для трансформатора ТДТНЖ-40000/220/27,5/10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 105 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{а.ном}} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 8,4 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{а.т}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \geq I_{\text{откл.ном}}$

На шинах среднего напряжения, на трансформатор ТДТН-25000/220/35/10, выбираем баковый элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1.

Выбираем выключатель по тому же принципу:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (40)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ А}$$

По термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (41)$$

$$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (42)$$

$$B_{\text{к}} = 9,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 20,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

По номинальному допускаемому значению апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{отк.НОМ}}}{100} \quad (43)$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,3 \text{ кА}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (44)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 9,6 \text{ кА}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}$$

$$50 \text{ кА} \geq 9,5 \text{ кА}$$

Таблица 5 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ, для трансформатора ТДТН-25000/220/35/10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 412 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 20,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{a,\text{ном}} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 9,6 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} \geq i_{a,\tau}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 9,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \geq I_{\text{откл.ном}}$

На шинах среднего напряжения, на трансформатор ТДТНЖ-40000/220/27,5/10, выбираем баковый элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1.

Выбираем выключатель по известному нам принципу:

По номинальному напряжению:



$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$35 \text{ кВ} \geq 27,5 \text{ кВ}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (45)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 839 \text{ А}$$

По термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (46)$$

$$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (47)$$

$$B_{\text{к}} = 9,7^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 21,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

По номинальному допускаемому значению апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{отк.НОМ}}}{100} \quad (48)$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,3 \text{ кА}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (49)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,7 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 9,9 \text{ кА}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}$$

$$50 \text{ кА} \geq 9,7 \text{ кА}$$

Таблица 5 – Выбор и проверка выключателей 27,5 кВ, для трансформатора ТДТНЖ-40000/220/27,5/10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 839 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{a,\text{ном}} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 9,9 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} \geq i_{a,\tau}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 9,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \geq I_{\text{откл.ном}}$

### 3.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

К установке на стороне 220 кВ принимаем ТОГФ – 220.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

- по току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{I_{\text{ном.перв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (50)$$

$$2000 \text{ А} \geq 5,24 \text{ А}$$

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

$$160 \text{ кА} \geq 20,1 \text{ кА}$$

- по термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (51)$$

$$63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (52)$$

$$B_k = 8,3^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- по вторичной нагрузке:

$$R_{2\text{НОМ}} \geq R_2$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{ПРИБ}}$ , соединительных проводов  $R_{\text{ПР}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{К}}$ :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (53)$$

Сопротивление соединительных контактов принимается равным  $R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить мощность нагрузки (измерительных приборов), подключенной ко вторичной цепи и иметь данные о длине соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец). Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$ .

Параметры измерительных приборов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Тип и мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5

1	2	3	4	5
Счетчик энергии (активной и реактивной)	EA05RLX-P3N4	2	-	2
Ваттметр	Д-365	0,5	-	0,5
Варметр	Д335	0,5	-	0,5
Итого:		3,5	0,5	3,5

Определяем общее сопротивление приборов наиболее загруженной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (54)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{\text{приб}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (55)$$

где  $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$  – удельное сопротивление алюминия;

$l$  – длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанций принимается 100 м;

$F$  – сечение соединительного провода,  $F = 2,5 \text{ мм}^2$  .[1]

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} = 1,13 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка:

$$R_2 = 0,14 + 1,13 + 0,1 = 1,4 \text{ Ом}$$

Как видно из расчетов, выбранный нами ТТ соответствует условиям выбора и может быть принят к установке.

Таблица 7 – Проверка выбранного ТТ на стороне 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 5,24 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

На среднем напряжении 35 и 27,5 кВ выбор трансформаторов тока производится по тому же принципу, что и на стороне 220 кВ.

К установке на стороне 35 и 27,5 кВ принимаем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35.

По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

Для напряжения 35 кВ:

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

Для напряжения 27,5 кВ:

$$35 \text{ кВ} \geq 27,5 \text{ кВ}$$

По току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{I_{\text{ном.перв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (50)$$

Для напряжения 35 кВ:

$$1500 \text{ А} \geq 26,4 \text{ А}$$

Для напряжения 27,5 кВ:

$$1200 \text{ А} \geq 26,24 \text{ А}$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

Для напряжения 35 кВ:

$$100 \text{ кА} \geq 21,5 \text{ кА}$$

Для напряжения 27,5 кВ:

$$100 \text{ кА} \geq 22,1 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

Для напряжения 35 кВ:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (51)$$

$$40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (52)$$

$$B_k = 9,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 20,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для напряжения 27,5 кВ:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k \quad (51)$$

$$40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (52)$$

$$B_k = 9,7^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 21,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

По вторичной нагрузке:

$$R_{2\text{ном}} \geq R_2$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{ПРИБ}}$ , соединительных проводов  $R_{\text{ПР}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{К}}$ :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (53)$$

Сопротивление соединительных контактов принимается равным  $R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить мощность нагрузки (измерительных приборов), подключенной ко вторичной цепи и иметь данные о длине соединительных проводов от трансформатора



тока до приборов (в один конец). Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$ .

Параметры измерительных приборов представлены в таблице 6.

Таблица 8 – Тип и мощность измерительных приборов на напряжение 35 кВ и 27,5 кВ

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Счетчик энергии (активной и реактивной)	EA05RLX-Р3N4	2	-	2
Ваттметр	Д-365	0,5	-	0,5
Итого:		3	0,5	3

Определяем общее сопротивление приборов наиболее загруженной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (54)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (55)$$

$$\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м;}$$

$l$  – длина соединительных проводов, для РУ 35 и 27,5 кВ подстанций принимается 60 м;

$$F = 2,5 \text{ мм}^2 \text{ .[1]}$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,5} = 0,67 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка для обоих напряжений:

$$R_2 = 0,12 + 0,67 + 0,1 = 0,89 \text{ Ом}$$

Выбранный нами трансформатор тока соответствует условиям выбора и может быть принят к установке.

Таблица 9 – Проверка выбранного ТТ на стороне 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 26,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 20,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.89 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Таблица 10 – Проверка выбранного ТТ на стороне 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 26,24 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 22,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.89 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

На низком напряжении. В обоих трансформаторах, выбор трансформаторов тока производится по тому же принципу, что и ранее.

К установке на стороне 10 кВ принимаем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10.

По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

По току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{I_{\text{НОМ.перв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (56)$$

$$400 \text{ А} \geq 23,1 \text{ А}$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

На трансформаторе ТДТН-25000:

$$100 \text{ кА} \geq 26,1 \text{ кА}$$

На трансформаторе ТДТНЖ-40000:

$$100 \text{ кА} \geq 26,7 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (57)$$

$$40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

На трансформаторе ТДТН-25000:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (58)$$

$$B_{\text{к}} = 11,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

На трансформаторе ТДТНЖ-40000:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (59)$$

$$B_{\text{к}} = 11,7^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

По вторичной нагрузке:

$$R_{2\text{НОМ}} \geq R_2$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{ПРИБ}}$ , соединительных проводов  $R_{\text{ПР}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{К}}$ :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (60)$$

Сопротивление соединительных контактов принимается равным  $R_k = 0,1$  Ом.

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить мощность нагрузки (измерительных приборов), подключенной ко вторичной цепи и иметь данные о длине соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец). Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$ .

Параметры измерительных приборов представлены в таблице 6.

Таблица 11 – Тип и мощность измерительных приборов на напряжение 35 кВ и 27,5 кВ

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Счетчик энергии (активной и реактивной)	EA05RLX-P3N4	2	-	2
Ваттметр	Д-365	0,5	-	0,5
Итого:		3	0,5	3

Определяем общее сопротивление приборов наиболее загруженной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (61)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (62)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом· мм<sup>2</sup>)/м;

$l$  – длина соединительных проводов, для РУ 10 кВ подстанций принимается 4 м;

$$F = 2,5 \text{ мм}^2 \cdot [1]$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{2,5} = 0,05 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка для обоих напряжений:

$$R_2 = 0,12 + 0,05 + 0,1 = 0,27 \text{ Ом}$$

Выбранный нами трансформатор тока соответствует условиям выбора и может быть принят к установке.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ на стороне 10 кВ, трансформатора ТДТН-25000:

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 23,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 26,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,27 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ на стороне 10 кВ, трансформатора ТДТНЖ-40000:

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 23,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 26,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,27 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

### 3.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Под вторичной нагрузкой понимается нагрузка всех измерительных приборов и реле присоединенных к трансформатору напряжения

Таблица 14 – Вторичная нагрузка измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА	
			Р, Вт	Q, ВА
Амперметр	Э-350	1	9	-
Счетчик энергии (активной и реактивной)	ЕА05RLX-Р3N4	1	2,28	5,5
Ваттметр	Д-365	1	12	-
Варметр	Д335	1	2	-

Для стороны 220 кВ примем трансформатор напряжения ЗНОГ-220 УХЛ1.

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2} \quad (63)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{25,28^2 + 5,5^2} = 25,9 \text{ ВА}$$

Для работы на ОРУ 220 кВ принимаем трансформатор напряжения ЗНОГ-220 УХЛ1.

Таблица 15 – Проверка выбранного трансформатора напряжения на стороне 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 25,9 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

По тому же принципу выбираем трансформаторы напряжения на сторонах 35 кВ, 27,5 кВ, 10 кВ.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА	
			P, Вт	Q, ВА
Амперметр	Э-350	1	9	-
Счетчик энергии (активной и реактивной)	EA05RLX-Р3N4	1	2,28	5,5
Ваттметр	Д-365	1	12	-



Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2} \quad (64)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{16,8^2 + 5,5^2} = 17,7 \text{ ВА}$$

Для работы на ЗРУ 35 кВ и ОРУ 27,5 кВ принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-35 III, на ЗРУ 10 кВ ЗНОЛ-К-10 У2.

Таблица 17 – Проверка выбранного трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 35/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{\text{НОМ}} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 17,7 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Таблица 18 – Проверка выбранного трансформатора напряжения на стороне 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 35/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{\text{НОМ}} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 17,7 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Таблица 19 – Проверка выбранного трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 17,7 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

### 3.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

К расчету на высокой стороне 220 кВ примем разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам:

- по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

- по длительному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$1000 \text{ А} \geq 65,6 \text{ А}$$

- по электродинамической стойкости

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

$$80 \text{ кА} \geq 20,1 \text{ кА}$$

- по термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \tag{65}$$

$$31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (66)$$

$$B_k = 8,3^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель подходит по всем расчетам и может быть принят к установке.

Таблица 20 – Проверка выбранного разъединителя на стороне 220 кВ, трансформатора ТДТН-25000 и трансформатора ТДТНЖ-40000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 65,6 \text{ А}; 105 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_k$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

К расчету на средней стороне 35 кВ примем разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1.

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$1000 \text{ А} \geq 412 \text{ А}$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

$$50 \text{ кА} \geq 21,6 \text{ кА}$$

- по термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (67)$$

$$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (68)$$

$$B_{\text{к}} = 9,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 20,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный трансформатор тока подходит по всем расчетам и может быть принят к установке.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН на стороне 35 кВ, трансформатора ТДТН-25000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 412 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 20,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

На средней стороне 27,5 кВ примем разъединитель РНДЖ-27,5/1600 УХЛ1.

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$$

$$27,5 \text{ кВ} \geq 27,5 \text{ кВ}$$

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$1600 \text{ А} \geq 839 \text{ А}$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

$$63 \text{ кА} \geq 22,1 \text{ кА}$$

- по термической стойкости:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}} \tag{67}$$

$$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \tag{68}$$

$$B_{\text{к}} = 9,7^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 21,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный трансформатор тока подходит по всем расчетам и может быть принят к установке.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН на стороне 27,5 кВ, трансформатора ТДТНЖ-40000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 839 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 22,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Для расчета на низкой стороне 10 кВ, для трансформатора ТДТН-25000, примем разъединитель РРВ-10/1600 УХЛ2, для трансформатора ТДТНЖ-40000, примем разъединитель РВРЗ-10/4000 МУЗ .

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

Для ТДТН-25000:

$$1600 \text{ А} \geq 1440 \text{ А}$$

Для ТДТНЖ-40000:

$$4000 \text{ А} \geq 2309 \text{ А}$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

Для ТДТН-25000:

$$80 \text{ кА} \geq 26,1 \text{ кА}$$

Для ТДТНЖ-40000:

$$125 \text{ кА} \geq 26,7 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

Для ТДТН-25000:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (69)$$

$$31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (70)$$

$$B_{\text{к}} = 11,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (71)$$

$$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (72)$$

$$B_k = 11,8^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранные трансформаторы тока подходят по всем расчетам и может быть принят к установке.

Таблица 23 – Проверка выбранного разъединителя на стороне 10 кВ, для трансформатора ТДТН-25000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1440 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 26,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН на стороне 10 кВ, для трансформатора ТДТНЖ-40000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 2309 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 26,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

### 3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.



Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 25 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Обозначение потребителя	Наименование потребителя	Кол-во		Суммарная номинальная мощность потребителей, находящихся в работе	cos φ	Расчетная нагрузка					
		Рабочих	Резервных			Лето			Зима		
						Коэффициент спроса	Активная мощность	Реактивная мощность	Коэффициент спроса	Активная мощность	Реактивная мощность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Проектируемые нагрузки собственных нужд подстанции</b>											
1	<i>Трансформатор Т-1</i>	-	-	5	0,85	1	5,88	3,65	0,7	4,12	2,55
	Питание электродвигателей системы охлаждения	-	-	5	0,85	1	5,88	3,65	0,7	4,12	2,55
	Питание электродвигателей РПН	1	-	1,1	1	0,2	0,22	0	0,2	0,22	0
	Обогрев РПН	1	-	0,25	1	0,16	0,04	0	1	0,25	0
2	<i>Трансформатор Т-2</i>	-	-	5	0,85	1	5,88	3,65	0,7	4,12	2,55
	Питание электродвигателей системы охлаждения	-	-	5	0,85	1	5,88	3,65	0,7	4,12	2,55
	Питание электродвигателей РПН	1	-	1,1	1	0,2	0,22	0	0,2	0,22	0
	Обогрев РПН	1	-	0,25	1	0,16	0,04	0	1	0,25	0
3	<i>Трансформатор Т-3</i>	-	-	4,5	0,85	1	5,29	3,28	0,7	3,71	2,30
	Питание электродвигателей системы охлаждения	-	-	4,5	0,85	1	5,29	3,28	0,7	3,71	2,30
	Питание электродвигателей РПН	1	-	1,1	1	0,2	0,22	0	0,2	0,22	0
	Обогрев РПН	1	-	0,25	1	0,16	0,04	0	1	0,25	0
4	<i>Трансформатор Т-4</i>	-	-	4,5	0,85	1	5,29	3,28	0,7	3,71	2,30
	Питание электродвигателей системы охлаждения	-	-	4,5	0,85	1	5,29	3,28	0,7	3,71	2,30
	Питание электродвигателей РПН	1	-	1,1	1	0,2	0,22	0	0,2	0,22	0
	Обогрев РПН	1	-	0,25	1	0,16	0,04	0	1	0,25	0
	<i>ОРУ 220 кВ</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Питание приводов выключателей	11	-	36,3	0,85	0,06	2,42	1,43	0,06	2,42	1,43

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	Обогрев приводов выключателей	11	-	54,45	1	0,16	8,71	0	1	54,45	0
10	Питание приводов разъединителей	13,9	-	34,75	0,85	0,06	2,32	1,37	0,06	2,32	1,37
11	Обогрев приводов разъединителей	13,9	-	31,27	1	0,16	5	0	1	31,27	0
12	Обогрев шкафов и БУ	12,4	-	24,8	1	0,06	1,49	0	1	24,8	0
	<i>ОРУ 27,5 кВ</i>										
13	Питание приводов выключателей	5	-	5,5	0,85	0,06	0,37	0,22	0,06	0,37	0,22
14	Обогрев приводов выключателей	5	-	5,1	1	0,16	0,82	0	1	5,1	0
15	Питание приводов разъединителей	30	-	7,5	0,85	0,06	0,5	0,30	0,06	0,5	0,30
16	Обогрев приводов разъединителей	30	-	6,75	1	0,16	1,08	0	1	6,75	0
17	Обогрев шкафов и БУ	41	-	8,2	1	0,06	0,49	0	1	8,2	0
19	<i>Здание закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ)</i>										
20	Рабочее освещение	-	-	6,64	1	0,7	4,65	0	0,7	4,65	0
21	Аварийное освещение	-	-	3,32	1	0,7	2,32	0	0,7	2,32	0
22	Отопление	-	-	25	1	0,1	2,5	0	0,85	21,25	0
23	Розетки	-	-	5	1	0,12	0,6	0	0,12	0,6	0
24	Вентиляция	-	-	1,8	0,85	1	2	1,24	1	2	1,24
25	Кондиционирование	-	-	4,8	1	0,55	2,64	0	0,05	0,24	0
26	Привода выкатных элементов и заземлителей КРУ 35 кВ	11	-	7,7	0,85	0,06	0,51	0,3	0,06	0,51	0,3
27	Освещение и обогрев релейных отсеков КРУ 35 кВ	11	-	0,39	1	0,12	0,05	0	0,12	0,05	0
28	Привода выкатных элементов и заземлителей КРУ 10 кВ	30	-	10,5	0,85	0,06	0,7	0,41	0,06	0,7	0,41
29	Освещение и обогрев релейных отсеков КРУ 10 кВ	30	-	1,05	1	0,12	0,13	0	0,12	0,13	0
30	ШСК АСУТП	2	-	1,12	1	1	1,12	0	1	1,12	0

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
31	Шкаф связи АИИСКУЭ	2	-	0,48	1	1	0,48	0	1	0,48	0
32	Антиобледенительная система кровли	-	-	22,8	1	0	0	0	0,85	19,38	0
<i>Здание ОПУ</i>											
33	Рабочее освещение	-	-	9,41	1	0,7	6,59	0	0,7	6,59	0
34	Аварийное освещение	-	-	6,77	1	0,7	4,74	0	0,7	4,74	0
35	Питание ЗПУ	4	-	110	1	0,12	13,2	0	0,12	13,2	0
36	Питание шкафа АИИСКУЭ	1	-	3	1	1	3	0	1	3	0
37	Питание устройств связи	1	-	26,1	1	1	26,1	0	1	26,1	0
38	Питание шкафа ТСБ	1	-	40	1	1	40	0	1	40	0
39	Шкаф гарантированного питания АСУТП	1	-	10	1	1	10	0	1	10	0
40	Розеточная сеть	-	-	8	1	0,12	0,96	0	0,12	0,96	0
41	Вентиляция	-	-	110	0,85	1	122,22	75,78	1	122,22	75,78
42	Кондиционирование	-	-	35	1	0,55	19,25	0	0,05	1,75	0
43	Отопление	-	-	95	1	0,1	9,5	0	0,85	80,75	0
44	Антиобледенительная система кровли	-	-	34,65	1	0	0	0	0,85	29,45	0
<i>Здание проходной</i>											
45	Рабочее освещение	-	-	1,12	1	0,7	0,78	0	0,7	0,78	0
46	Аварийное освещение	-	-	0,22	1	0,7	0,15	0	0,7	0,15	0
47	Отопление	-	-	18	1	0,16	2,88	0	0,85	1,53	0
48	Кондиционирование	-	-	3	1	0,55	1,65	0	0,05	0,15	0
49	Вентиляция	-	-	7	0,85	0,8	6,22	3,86	0,6	4,67	2,9
50	Водонагрев	-	-	2	1	0,4	0,8	0	0,4	0,8	0
51	Розеточная сеть	-	-	2,5	1	0,12	0,3	0	0,12	0,3	0

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
52	Электромеханический привод ворот	2	-	2	1	0,1	0,2	0	0,1	0,2	0
53	Антиобледенительная система кровли	-	-	3,96	1	0	0	0	0,85	3,37	0
54	<i>Здание насосной №2 (над артезианской скважиной)</i>										
55	Освещение	-	-	0,16	1	0,7	0,11	0	0,7	0,11	0
56	Ремонтная розетка	-	-	0,25	1	0,12	0,03	0	0,12	0,03	0
57	Розетка для подключения переносного оборудования	-	-	2	1	0,12	0,24	0	0,12	0,24	0
58	Отопление	-	-	4	1	0,16	0,64	0	0,85	3,4	0
59	Электродвигатель погружного насоса	-	-	5,5	1	0,8	4,4	0	0,8	4,4	0
60	Бактерицидная установка	1	1	0,1	1	0,8	0,08	0	0,8	0,08	0
61	Антиобледенительная система кровли	-	-	0,5	1	0	0	0	0,85	0,43	0
62	<i>Здание насосной №3 (над артезианской скважиной)</i>										
63	Освещение	-	-	0,16	1	0,7	0,11	0	0,7	0,11	0
64	Ремонтная розетка	-	-	0,25	1	0,12	0,03	0	0,12	0,03	0
65	Розетка для подключения переносного оборудования	-	-	2	1	0,12	0,24	0	0,12	0,24	0
66	Отопление	-	-	4	1	0,16	0,64	0	0,85	3,4	0
67	Электродвигатель погружного насоса	-	-	5,5	1	0,8	4,4	0	0,8	4,4	0
68	Бактерицидная установка	1	1	0,1	1	0,8	0,08	0	0,8	0,08	0
69	Антиобледенительная система кровли	-	-	0,5	1	0	0	0	0,85	0,43	0
70	<i>Здание насосной №1 (пожаротушения)</i>										
71	Рабочее освещение	-	-	0,72	1	0,7	0,5	0	0,7	0,5	0
72	Аварийное освещение	-	-	0,325	1	0,7	0,23	0	0,7	0,23	0
73	Отопление	-	-	14	1	0,16	2,24	0	0,85	11,9	0
74	Вентиляция	-	-	2	0,85	1	2,22	1,38	1	2,22	1,38
75	Переносные нагревательные приборы	-	-	5	1	0,16	0,8	0	0,85	4,25	0
76	Розетки ремонтной сети	-	-	1,5	1	0,12	0,18	0	0,12	0,18	0
77	Насос вихревой самовсасывающий	-	-	2,2	1	0,05	0,11	0	0,05	0,11	0
78	Дренажный насос	-	-	0,18	1	0,05	0,01	0	0,05	0,01	0

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
79	Питание задвижек	2	-	2,6	1	0,05	0,13	0	0,05	0,13	0
80	Насосная установка АНПУ	1	1	11	1	0,05	0,55	0	0,05	0,55	0
81	Антиобледенительная система кровли	-	-	3	1	0	0	0	0,85	2,55	0
	<i>Здание насосной №4 (с резервуарами питьевой воды)</i>										
82	Освещение	-	-	0,16	1	0,7	0,11	0	0,7	0,11	0
83	Отопление	-	-	8	1	0,16	1,28	0	0,85	6,8	0
84	Насос	-	-	3	1	0,8	2,4	0	0,8	2,4	0
85	Антиобледенительная система кровли	-	-	0,5	1	0	0	0	0,85	0,43	0
	<i>Дизель-генераторная установка</i>										
86	Питание собственных нужд ДГУ	-	-	9,2	1	1	9,2	0	1	9,2	0
	<i>Наружное освещение ПС</i>										
87	Питание наружного освещения	-	-	48	1	0,35	16,8	0	0,35	16,8	0
	<i>Обогрев резервуаров</i>										
88	Обогрев резервуаров противопожарного запаса воды	4	-	32	1	0,1	3,2	0	1	3,2	0
	<i>Очистные сооружения ливнестоков</i>										
89	Насосы ливнестоков	-	-	2,5	1	0,5	1,25	0	0,1	0,25	0
	<b>Итого:</b>						<b>385,03</b>		<b>100,15</b>	<b>679,63</b>	<b>95,03</b>

Расчетная полная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}}{n} \quad (73)$$

где n – количество, одновременно работающих трансформаторов СН;

$k_c$  – коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, который можно ориентировочно принять равным 0,8.

Расчетная полная мощность трансформатора в зимний период:

$$S_{\text{тр}} = \frac{0,8 \cdot \sqrt{679,63^2 + 95,03^2}}{2} = 274,5 \text{ кВА}$$

Расчетная полная мощность трансформатора в летний период:

$$S_{\text{тр}} = \frac{0,8 \cdot \sqrt{385,03^2 + 100,15^2}}{2} = 159,13 \text{ кВА}$$

В соответствии с п. 7.12 СТО 56947007-29.240.40.263-2018 «Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения» расчёт мощности ТСН (с сухой изоляцией) ведется без учета перегрузки, т.е. каждый трансформатор собственных нужд может быть загружен не более чем на 50%.

Таким образом мощность каждого ТСН должна быть не менее 548,9 кВА.

В соответствии с п. 9.1.10 СТО 56947007- 29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» к установке принимаются сухие трансформаторы с литой изоляцией воздушного охлаждения мощностью, ближайшей большей из стандартного ряда, 1000 кВА, принимаем трансформатор ТС-1000 кВА, 10/0,4 кВ.[11]

### **3.6 Выбор КРУ**

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.



Рисунок 4 – КРУ

Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

В качестве изоляции между токоведущими частями в КРУ могут быть использованы воздух, масло, пирален, твердая изоляция, инертные газы. КРУ с масляной и газовой изоляцией могут изготавливаться на высокие напряжения 220, 400 и 500 кВ.

Шкаф КРУ несгораемыми перегородками разделен на отсеки: выключателя на выдвижной тележке; сборных шин; линейного ввода; релейного шкафа. Конструкция шкафов КРУ предусматривает возможность установки тележек с выключателем, трансформатором напряжения или с разъединяющими контактами с перемычкой в рабочем, контрольном положении и выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта. Шкафы КРУ имеют блокировочные устройства, не позволяющие вкатывать или выкатывать тележку при включенном выключателе, а также включать заземляющий

разъединитель при рабочем положении тележки и вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе.

Вторичные цепи релейного шкафа соединяются с вторичными цепями выкатного элемента с помощью штепсельных разъемов и гибких шлангов.

Изготовители КРУ в каталогах приводят сетку типовых схем главных цепей шкафов, ориентируясь на которую подбирают типы шкафов и комплектуют распределительное устройство конкретной электроустановки.

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.

В данном проекте рассматриваем установку КРУ в закрытом помещении станции. Распределительные устройства набирают из отдельных шкафов КРУ со встроенными в них электрическими аппаратами.

К установке принимаем на напряжение 35 кВ, КРУ серии СЭЩ-70 с номинальным током 630-2500 А, с частотой 50 Гц.

На напряжение 10 кВ примем к установке КРУ СВЭЛ-10 с номинальным током 630-3150 А и частотой 50 Гц.

Основные параметры, технические характеристики и данные расчетов, на напряжение 35 кВ, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Параметры и характеристики КРУ СЭЩ-70

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 412 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} \geq B_k$
$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{по} = 9,5 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$i_{ат} = 9,7 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq i_{ат}$



Основные параметры, технические характеристики и данные расчетов, на напряжение 10 кВ обоих трансформаторов, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Параметры и характеристики КРУ СВЭЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1443 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}}$ $= 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 11,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{ПО}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq i_{\text{ат}}$

### 3.7 Выбор и проверка жестких шин

Согласно [1] сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (74)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{25000}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 687,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{мах}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} \quad (75)$$

$$I_{\text{мах}} = 1,35 \cdot 687,3 = 927,9 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, имеет небольшую длину и находится в пределах подстанции. Принимаем двухполосные шины 2(80x6) мм<sup>2</sup>;  $I_{\text{доп}} = 1630 \text{ А}$ .

По условиям нагрева в продолжительном режиме шины проходят:  
 $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$ .

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (76)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока к.з. который находится по формуле:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (77)$$

$$B_k = 11,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{30,7 \cdot 10^3}}{90} = 62 \text{ мм}^2$$

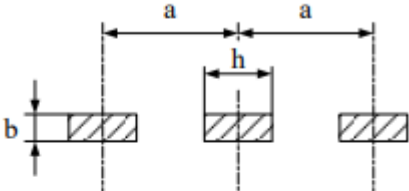
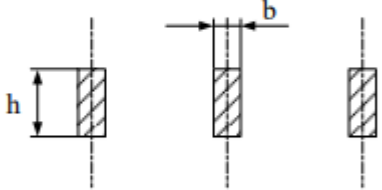
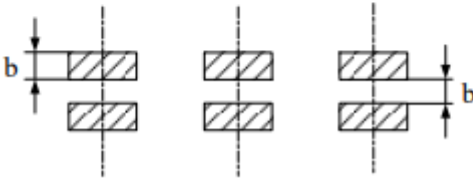
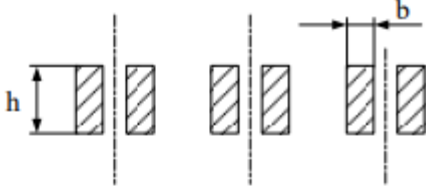
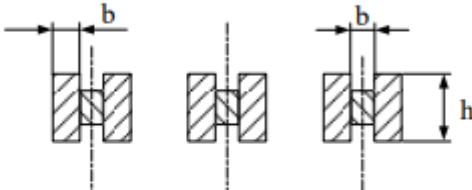
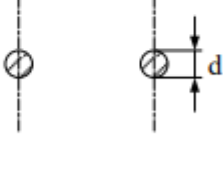
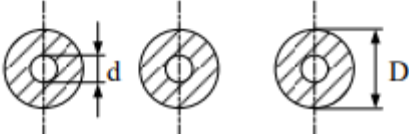
что меньше принятого сечения, следовательно, шины термически стойки.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролет  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ откуда } l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}$$

Если шины расположены плашмя, то по таблице 28

Таблица 28 – Моменты сопротивления и инерции

Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}$$

(78)

где  $b$  – ширина;  $h$  – длинна

$$J = \frac{0,6 \cdot 8^3}{6} = 51,2 \text{ см}^4$$

Тогда

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{51,2}{8 \cdot 2}} = 1,6 \text{ м}^2 ; l = \sqrt{1,6} = 1,3 \text{ м}$$

Этот вариант расположения шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролета до 1,3 м, т. е. дает значительную экономию изоляторов.

Принимаем расположение пакета шин плашмя; пролет 1,3 м; расстояние между фазами  $a = 0,8$  м.

Определяем расстояние между прокладками:

$$l_n < 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{1,2}{26121}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,14}{0,55}} = 0,54 \text{ м} \quad (79)$$

$$l_n < 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} = 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,14}{1,3}} = 0,4 \text{ м} \quad (80)$$

где  $E = 7 \cdot 10^{10}$  Па по таблице 29

$$J_n = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (81)$$

$$J_n = \frac{8 \cdot 0,6^3}{12} = 0,14 \text{ см}^2$$

$$k_\phi = 0,55$$

$$a_n = 2 \cdot b \quad (82)$$

$$a_n = 2 \cdot 0,6 = 1,2 \text{ см}$$

Масса полосы  $m_n$  на 1 м определяется по справочникам или по сечению  $q$ , плотности материала шин (для алюминия  $2,7 \cdot 10^3 \text{ кг/см}^3$ ) и длине 100 см:

$$m_n = 2,7 \cdot 10^3 \cdot b \cdot h \cdot 100 \quad (83)$$

$$m_n = 2,7 \cdot 10^3 \cdot 0,6 \cdot 8 \cdot 100 = 1,3 \text{ кг/м}$$

Таблица 29 – Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\delta_{\text{разр}}$ , МПа	Допустимое напряжение $\delta_{\text{доп}}$ , МПа	Модуль упругости $E$ , Па
Алюминий	АДО	<b>60-70</b>	<b>40</b>	<b><math>7 \cdot 10^{10}</math></b>
Алюминиевый сплав	АД31Т	<b>130</b>	<b>75</b>	-
	АД31Т1	<b>200</b>	<b>90</b>	-
Медь	МГТ	<b>250-300</b>	<b>140</b>	<b><math>10 \cdot 10^{10}</math></b>
Сталь	Ст3	<b>370-500</b>	<b>160</b>	<b><math>20 \cdot 10^{10}</math></b>

Принимаем меньшее значение  $l_n = 0,4 \text{ м}$ , тогда число прокладок в пролете определим по формуле:

$$n = \frac{l}{l_n} - 1 \quad (84)$$

$$n = \frac{1,3}{0,4} - 1 = 2,4$$

Принимаем  $n = 3$

Расчетный пролет:

$$l_n = \frac{l}{n+1} \quad (85)$$

$$l_n = \frac{1,3}{3+1} = 0,34 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7} \quad (86)$$

$$f_n = \frac{0,55 \cdot 26121^2}{4 \cdot 0,06} \cdot 10^{-7} = 156,4 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} \quad (87)$$

$$\text{где } W_n = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{8 \cdot 0,6^2}{6} = 0,5 \text{ см}^3$$

$$\sigma_n = \frac{156,4 \cdot 0,34}{12 \cdot 0,5} = 3,04 \text{ МПа}$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^{(3)2} \cdot l^2}{a W_\phi} \quad (88)$$

$$\text{где } W_\phi = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{0,6 \cdot 8^2}{3} = 6,4 \text{ см}^3$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{26121^2 \cdot 1,4^2}{0,8 \cdot 6,4} = 4,1 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{n}} = 4,1 + 3,04 = 7,14 \text{ МПа} \quad (89)$$

что меньше  $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ .

Таким образом шины механически прочны.

Для трансформатора ТДТНЖ-40000 расчет жестких шин ведем аналогичным образом.

### **3.8 Выбор и проверка гибких шин**

ОРУ 220 кВ.

Сборные шины, а также токоведущие части от сборных шин до вводов 220 кВ трансформаторов выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб.ном}} \quad (90)$$

где  $I_{\text{раб.ном}}$  – расчетный рабочий ток нормального режима

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,6 \text{ А} \quad (91)$$

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

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 65,6 = 91,9 \text{ А}$$

Принимаем провод АС-300/39, имеющий следующие параметры:

- радиус провода  $r_0 = 1,22 \text{ см}$ ;
- $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А} > I_{\text{max.выкл}} = 105 \text{ А}$ .

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D = 700 \text{ см}$ .

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (92)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}}\right) = 31,6 \text{ кВ/см}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (93)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (94)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,22 \cdot \lg \frac{882}{1,22}} = 21,8 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 21,8 = 23,3 \leq 0,9 \cdot 31,6 = 28,5 \text{ кВ/см}$$

Следовательно провод АС-300/39 по условиям короны проходит.

Производим выбор шин и токоведущих частей для ЗРУ 35 кВ.



Допустимый ток при максимальной нагрузке рассчитываем по формуле 90:

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{раб.ном} = 1,4 \cdot 412,4 = 577,4 \text{ А}$$

Расчетный рабочий ток нормального режима по формуле 91:

$$I_{раб.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,4 \text{ А}$$

Принимаем провод АС-300/39, имеющий следующие параметры:

- радиус провода  $r_0 = 1,22 \text{ см}$ ;
- $I_{доп} = 710 \text{ А} > I_{max.выкл} = 412 \text{ А}$ .

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D = 300 \text{ см}$ .

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность электрического поля по формуле 92:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}}\right) = 31,6 \text{ кВ/см}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз по формуле 93:

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода по формуле 94:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 35}{1,22 \cdot \lg \frac{378}{1,22}} = 3,9 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 3,9 = 4,3 \leq 0,9 \cdot 31,6 = 28,5 \text{ кВ/см}$$

Следовательно провод АС-300/39 по условиям короны проходит.

Производим выбор шин и токоведущих частей для ОРУ 27,5 кВ.

Допустимый ток при максимальной нагрузке по формуле 90:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб.ном}} = 1,4 \cdot 412,4 = 577,4 \text{ А}$$

Расчетный рабочий ток нормального режима по формуле 91:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 839,8 \text{ А}$$

Принимаем провод АС-400/64, имеющий следующие параметры:

- радиус провода  $r_0 = 1,39 \text{ см}$ ;
- $I_{\text{доп}} = 860 \text{ А} > I_{\text{max.выкл}} = 839 \text{ А}$ .

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D = 250 \text{ см}$ .

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность электрического поля по формуле 92:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}}\right) = 31,2 \text{ кВ/см}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз по формуле 93:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода по формуле 94:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 27,5}{1,22 \cdot \lg \frac{315}{1,22}} = 2,9 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 2,9 = 3,1 \leq 0,9 \cdot 31,2 = 28,03 \text{ кВ/см}$$

Следовательно провод АС-400/64 по условиям короны проходит.

## 4 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

### 4.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;

- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд.

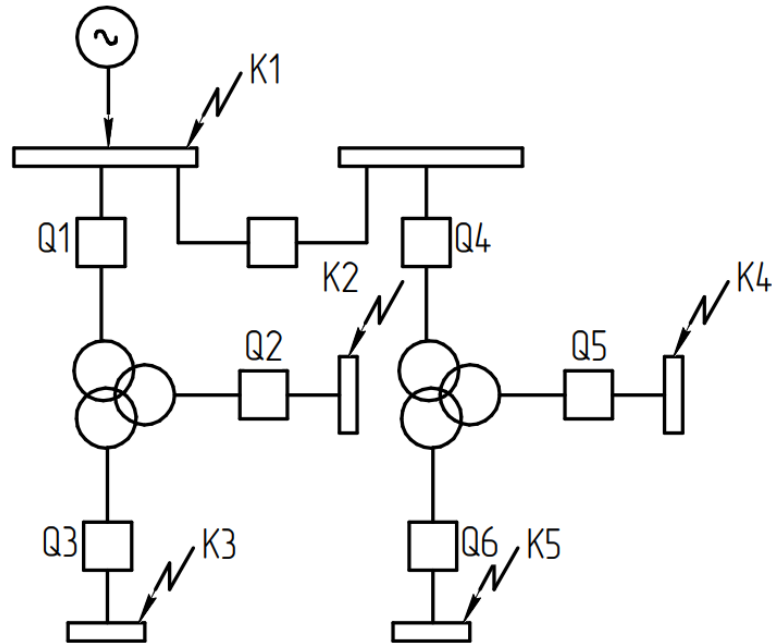


Рисунок 5 – Поясняющая схема

Далее составляем схему замещения и проводим расчет двухфазных и трехфазных токов короткого замыкания (схема замещение и расчет токов КЗ приведены в пункте 2.3).

Первичный ток трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (95)$$

Первичный ток трансформатора на ВН, СН, НН:

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 839,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099 \text{ А}$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ:  $k_{\text{Т.ВН}} = \frac{300}{5}$ ;  $k_{\text{Т.СН}} = \frac{800}{5}$ ;  $k_{\text{Т.НН}} = \frac{1500}{5}$ .

Ток во вторичной цепи трансформатора тока:

$$I_{\text{ВТОР}} = \frac{k_{\text{СХ.}\Delta} \cdot I_{\text{НОМ}}}{k_{\text{Т}}} \tag{96}$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{\text{ВТОР.ВН}} = \frac{k_{\text{СХ.}\Delta} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{Т.ВН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 62,8 \cdot 5}{300} = 1,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{ВТОР.СН}} = \frac{k_{\text{СХ.}\Delta} \cdot I_{\text{НОМ.СН}}}{k_{\text{Т.СН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 374,9 \cdot 5}{800} = 4,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{ВТОР.НН}} = \frac{k_{\text{СХ.}\Delta} \cdot I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{Т.НН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1312 \cdot 5}{1500} = 7,6 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{вТор.ВН}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{ном.ВН}}}{k_{\text{т.ВН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100,5 \cdot 5}{300} = 2,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{вТор.СН}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{ном.СН}}}{k_{\text{т.СН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 839,8 \cdot 5}{800} = 9,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{вТор.НН}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{ном.НН}}}{k_{\text{т.НН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2099 \cdot 5}{1500} = 12,1 \text{ А}$$

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1. От максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{\text{с.з.1}} = k_{\text{над}} \cdot I_{\text{н.б.мах}} \quad (97)$$

где  $k_{\text{над}}$  – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{\text{н.б.мах}} = (k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}} \quad (98)$$

где  $k_a$  – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается равным 2;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается равным 1;

$\varepsilon$  – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10% кратности, равна 0,1;

$\Delta U_{\text{рег}}$  – шаг регулирования равный 0,25;

$I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$  – наибольший ток при сквозном КЗ

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{н.б.мах} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,25) \cdot 11544 = 577,2 \text{ А}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 577,2 = 750,4 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{н.б.мах} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,25) \cdot 11792 = 589,6 \text{ А}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 589,6 = 766,5 \text{ А}$$

2. От обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН} \tag{99}$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{с.з.2} = 1,3 \cdot 62,8 = 81,6 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{с.з.2} = 1,3 \cdot 100,5 = 130,5 \text{ А}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ1}^2}{I_{с.з.1}^2} \tag{100}$$



Для трансформатора ТДТН-25000:

$$k_{\text{ч}} = \frac{7200}{750,4} = 9,6$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$k_{\text{ч}} = \frac{7200}{766,5} = 9,7$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.

Принимаем ток срабатывания защиты  $I_{\text{с.з.1}}$ .

Вторичный ток реле рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{втор}} = I_{\text{с.з.1}} \cdot \frac{k_{\text{сх.}\Delta}}{k_{\text{т.ВН}}} \quad (101)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{\text{втор}} = 750,4 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 21,661 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{втор}} = 766,5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 22,126 \text{ А}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\text{min}} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков} \quad (102)$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W'_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{min}}}{I_{\text{втор}}} \quad (103)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$W'_{\text{расч}} = \frac{100}{21,661} = 4,617 \text{ витка}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$W'_{\text{расч}} = \frac{100}{22,126} = 4,519 \text{ витка}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:  $W'_{\text{уст}} = 4$  витка.

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W''_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{втор.ВН}} \cdot W'_{\text{уст}}}{I_{\text{втор.СН}}} \quad (104)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$W''_{\text{расч}} = \frac{1,8 \cdot 4}{4,1} = 1,786 \text{ витка}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$W''_{\text{расч}} = \frac{2,9 \cdot 4}{9,1} = 1,275 \text{ витка}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков:  $W_{уст}'' = 2$  витка.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч}'' - W_{уст}''}{W_{расч}''} \right| \cdot I_{КЗ}^3 \quad (105)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{1,786 - 2}{1,786} \right| \cdot 11544 = 1387 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{1,275 - 2}{1,275} \right| \cdot 11794 = 2546 \text{ А}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.мах.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.мах} \quad (106)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{н.б.мах.уточ} = 1387 + 577,2 = 1964 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{н.б.мах.уточ} = 2546 + 589,6 = 3136 \text{ А}$$

Теперь мы можем найти число витков тормозной обмотки:

$$W_T = \frac{k_{\text{над}} \cdot I_{\text{н.б.мах.уточ}} \cdot W''_{\text{расч}}}{I_{\text{кз}}^3 \cdot \text{tg}\alpha} \quad (107)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$W_T = \frac{1,3 \cdot 1964 \cdot 1,786}{11544 \cdot 0,75} = 0,527 \text{ витка}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$W_T = \frac{1,3 \cdot 3136 \cdot 1,275}{11794 \cdot 0,75} = 0,588 \text{ витка}$$

Стандартный ряд количества витков тормозной обмотки: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24 витков.

К установке принимаем ближайшее целое число витков из стандартного ряда:  $W_T = 1$  виток.

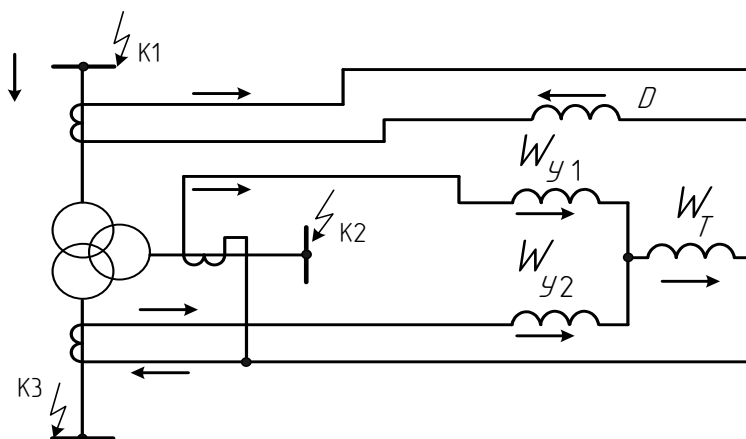


Рисунок 6 - Схема установки тормозной обмотки реле.

## 4.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или

на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Расчет произведем для трансформатора ТДТН-25000.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (108)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 для городских сетей;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{p.max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (109)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{ср.В} = \frac{k_{сх} \cdot I_{MT3}}{k_T} \quad (110)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}_2^2}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (111)$$

где  $I_{\text{КЗ.min}}$  – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение  $k_{\text{ч}}$  должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{p.maxB}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} \quad (112)$$

$$I_{\text{p.max}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,755$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{г}}} \cdot I_{\text{p.max}} \quad (113)$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 62,755 = 221,49 \text{ A}$$

$$I_{\text{ср.В}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{МТЗ.В}}}{k_{\text{ТВН}}} \quad (114)$$

$$I_{\text{ср.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 221,49 \cdot 5}{300} = 6,394 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}_2^2}}{I_{\text{МТЗ.В}}} ; \quad (115)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7,2 \cdot 10^3}{221,49} = 32,5$$

Коэффициент чувствительности получился больше  $k_u > 1,2$ .

На стороне СН трансформатора:

$$I_{p.maxC} = \frac{S_{Гном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номCH}} \quad (116)$$

$$I_{p.maxC} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,903 \text{ A}$$

$$I_{MT3.C} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{p.max.C} \quad (117)$$

$$I_{MT3.C} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 374,903 = 1323 \text{ A}$$

$$I_{cp.C} = \frac{k_{сх.д} \cdot I_{MT3.C}}{k_{rCH}} \quad (118)$$

$$I_{cp.C} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1323 \cdot 5}{800} = 14,324 \text{ A}$$

$$k_u = \frac{I_{K3\frac{3}{2}}}{I_{MT3.C}} \quad (119)$$

$$k_u = \frac{8,2 \cdot 10^3}{1323} = 6,2$$

Коэффициент чувствительности получился больше  $k_u > 1,2$ .

На стороне НН трансформатора:

$$I_{p.maxH} = \frac{S_{Гном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номHH}} = 1312 \quad (120)$$

$$I_{MT3.H} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max.H} \quad (121)$$

$$I_{\text{МТЗ.Н}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 1312 = 4631 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.Н}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{МТЗ.Н}}}{k_{\text{ТНН}}} \quad (122)$$

$$I_{\text{ср.Н}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4631 \cdot 5}{1500} = 26,7 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}_2^2}}{I_{\text{МТЗ.Н}}} ; \quad (123)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{9,9 \cdot 10^3}{4631} = 2,1$$

Коэффициент чувствительности получился больше  $k_{\text{ч}} > 1,2$ .

Расчет для трансформатора ТДТНЖ-40000 ведется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты расчета параметров МТЗ.

Параметр расчета	Результаты расчета					
	ТДТН-25000			ТДТНЖ-40000		
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Максимальный рабочий ток, А	62,755	374,9	1312	100,41	839,8	2099
Ток срабатывания МТЗ, А	221,49	1323	4631	354,4	2964	7410
Вторичный ток срабатывания реле тока, А	6,4	14,3	26,7	10,23	32,1	42,8
Коэффициент чувствительности при КЗ	32,5	6,2	2,1	20,3	2,8	1,4



### 4.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

- На двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны.
- На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- На трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{\phi}} \cdot I_{ном} \quad (124)$$

где  $k_{отс}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$ — номинальный ток стороны трансформатора;

$k_в$ — коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.ВН} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot I_{ном.ВН} \quad (125)$$

где  $I_{номВН} = 62,755$  А для ТДТН-25000 и  $I_{номВН} = 100,41$  А для ТДТНЖ-40000.

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 62,755 = 77,521 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 100,41 = 124,03 \text{ А}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{сз.п.СН} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot I_{ном.СН} \quad (126)$$

где  $I_{номСН} = 374,903$  А для ТДТН-25000 и  $I_{номСН} = 839,8$  А для ТДТНЖ-40000

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{сз.п.С} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 374,9 = 463,12 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{сз.п.С} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 839,8 = 1,037 \text{ А}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.п.НН} = \frac{k_{отс}}{k_6} \cdot I_{НОМ.НН} \quad (127)$$

где  $I_{НОМНН} = 1312 \text{ А}$  для ТДТН-25000 и  $I_{НОМНН} = 2099 \text{ А}$  для ТДТНЖ-40000  
Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{сз.п.Н} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 1312 = 1621 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{сз.п.Н} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 2099 = 2593 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{втор.п} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.п}}{n_T} \quad (128)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{втор.пВ} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.пВН}}{n_{ТВН}} \quad (129)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{втор.п.В} = \frac{\sqrt{3} \cdot 77,521 \cdot 5}{300} = 2,24 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 124,03 \cdot 5}{300} = 3,6 \text{ А}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п.СН}}}{n_{\text{т.СН}}} \quad (130)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 463,12 \cdot 5}{800} = 5,013 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,037 \cdot 5}{800} = 11,23 \text{ А}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п.НН}}}{n_{\text{т.НН}}} \quad (131)$$

Для трансформатора ТДТН-25000:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1621 \cdot 5}{1500} = 9,4 \text{ А}$$

Для трансформатора ТДТНЖ-40000:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2593 \cdot 5}{1500} = 14,4 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

## 5 ЗАЩИТА НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЕ СИРИУС

Требуется выполнить расчет уставок дифференциальной защиты на терминале Сириус – Т3 для защиты трансформаторов ТДТН-25000 и ТДТНЖ-40000.



Рисунок 7 – Терминал Сириус – Т3

Трехобмоточный трансформатор ТДТН  $230 \pm 12 \cdot 1\% / 38,5 / 11$  кВ мощностью 25 МВА. РПН установлен в нейтрали обмотки ВН. Напряжения короткого замыкания  $U_{кВН} = 20\%$ .

Трехобмоточный трансформатор ТДТНЖ  $230 \pm 8 \cdot 1,5\% / 27,5 / 11$  кВ мощностью 40 МВА. РПН установлен в нейтрали обмотки ВН. Напряжения короткого замыкания  $U_{кВН} = 22\%$ .

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:  $K_{ттВН} = 300/5$ ;  $K_{ттСН} = 800/5$ ;  $K_{ттНН} = 1500/5$ .

### 5.1 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ – 2

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения  $I_{д1} / I_{баз}$  определяет

чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.[14]

Значение  $I_{д1.чувст(груб.)}/I_{баз.}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз.} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.} \quad (132)$$

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

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

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

$$I_{нб.расч.} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.} \quad (133)$$

В первом слагаемом, обусловленном погрешностями ТТ:

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

$k_{одн.}$  – коэффициент однотипности тр-ра тока, принимается равным 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме, принимается равным 0,5;

Несмотря на малые уровни сквозных токов, рекомендуется принимать  $k_{пер.} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке тр-ра более 50% или  $k_{пер.} = 2$ , если доля двигательной нагрузки менее 50%.[14]

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

полному размаху РПН.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{\text{добав.}} = 0,04$ . [14]

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

Коэффициент торможения  $k_{\text{торм.}}$  Должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0). Такие токи возможны при действии устройств АВР тр-ра, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Рассчитываются значения  $k_{\text{торм.чувств}}$  и  $k_{\text{торм.груб.}}$  для чувствительной и грубой тормозных характеристик соответственно.

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

$$I_{\text{дифи.}} = I_{\text{нб.рас.}} = (k_{\text{пер.}} \cdot k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}}) \cdot I_{\text{скв.}} \quad (134)$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{Т2}}/I_{\text{баз.}}$  Определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{\text{Т}}/I_{\text{баз.}} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{\text{Т}}/I_{\text{баз.}} = 1,3$ ). Желательно чтобы



во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуются уставки для чувствительной и грубой характеристик срабатывания:

$$I_{Т2.чувств.}/I_{баз.} = I_{Т2.груб.}/I_{баз.} = 1,5/2 \quad (135)$$

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

$$I_{Т1.чувств.(груб.)}/I_{баз.} = (I_{д1.чувств.(груб.)}/I_{баз.}) \cdot 100/k_{\text{торм.чувств.(груб.)}} \quad (136)$$

При больших уставках  $I_{Т1.чувств.(груб.)}/I_{баз.}$  следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую  $I_{Т1.чувств.(груб.)}/I_{баз.} < I_{Т2.чувств.}/I_{баз.}$ .

Уставка блокировки по второй гармонике  $I_{дг2}/I_{дг1}$  рекомендуется брать на уровне 12-15%.

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая  $\Delta U_{РПН}$  не превышает значение 0,04.[14]

Таблица 31 – Расчёт уставок чувствительной тормозной характеристики

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному	$I_{\text{нб.расч.}} = k_{\text{пер.}} \cdot k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}}$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,01 + 0,04 + 0,04 = 0,3$

1	2	3
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз.}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.расч.}}$	$1,2 \cdot 0,3 = 0,36$
Принятое значение базовой уставки	$I_{\text{д1.чувст}}/I_{\text{баз.}}$ ; диапазон уставки: $(0,3-1,0) \cdot I_{\text{баз.}}$	Принимаем 0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч.}}}$	$\sqrt{1 - 0,3} = 0,84$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$k_{\text{торм.}} = 100 \cdot k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.расч.}}/k_{\text{сн.т.}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,3}{0,84} = 42,8 \%$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	$k_{\text{торм.чувс.}} \%$ диапазон уставки: (10-100)%	43%
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{\text{т2.чувст.}}/I_{\text{баз.}}$	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}}$ Диапазон уставки (0,06-0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем  $\Delta U_{\text{РПН}} = 0,13$ .

Таблица 32 – расчет уставок грубой тормозной характеристики

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному	$I_{\text{нб.расч.}} = k_{\text{пер.}} \cdot k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}}$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,42$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз.}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.расч.}}$	$1,2 \cdot 0,42 = 0,504$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{\text{дг1.груб.}}/I_{\text{баз.}}$ Диапазон уставки $(0,3-1,0) \cdot I_{\text{баз.}}$	Принимаем 0,6
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч.}}}$	$\sqrt{1 - 0,42} = 0,76$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$k_{\text{торм.}} = 100 \cdot k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.расч.}}/k_{\text{сн.т.}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,42}{0,76} = 66,3 \%$

1	2	3
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округленное значение)	$k_{\text{торм.чувств.}} \%$ Диапазон уставки (10-100)%	67%
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{\text{т2.груб.}}/I_{\text{баз.}}$	2,0

## 5.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1

Отстройку производим от срабатывания при КЗ на стороне НН, а также при КЗ на стороне СН. В соответствии с рекомендациями принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1.

Таблица 33 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны	
		СН	НН
1	2	3	4
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{к.з.внеш.макс.}}$	9743	11792

1	2	3	4
Расчетный ток номинального КЗ, приведенный к номинальному току тр-ра	$I_{\text{КЗ.внеш.макс.}}$ $= I_{\text{КЗ.внеш.макс.}}/I_{\text{баз.ВН}}$	$9743/100,5 =$ $96,9$	$11792/100,5$ $=117,3$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{нб}}$ $= k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}}) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.макс.}}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04) \cdot 96,9 = 15,9$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04) \cdot 117,3 = 19,4$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	<p>Должны выполняться условия :</p> $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{нб}}$ и $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	Принимаем значение 20	
Принятое значение уставки	$I_{\text{диф.чувст.}}/I_{\text{баз}}$ $= I_{\text{диф.груб.}}/I_{\text{баз}}$ Диапазон уставки $(4,0-30,0) \cdot I_{\text{баз}}$	20	

## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЯНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

### 6.1 Расчет заземляющего устройства подстанции «Магдагачи»

Заземляющее устройство представляет собой наружный контур заземления, который состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Заземлитель прокладывается на глубине 0,5 м от поверхности земли и представляет собой сетку, служащую для выравнивания потенциала по площадке ОРУ, вокруг зданий ОПУ, ЗРУ подстанции.

Заземляющее устройство выполним общим для напряжения 220/35/27,5/10 кВ, так как электроустановки всех напряжений территориально сближены.[1]

Сопротивление заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.[1]

По заданному составу грунта подстанции определим удельное сопротивление каждого слоя:

Чернозем:  $\rho_1 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Если второй слой грунта неизвестен, то его удельное сопротивление находится по формуле:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi} \quad (137)$$

$$\rho_2 = \frac{80}{2,7} = 29,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из ее плана:  
 $A = 260 \text{ м}$ ,  $B = 352,5 \text{ м}$ .

Площадь используемая под заземлитель определяется по формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (138)$$

$$S = (260+3) \cdot (352,5 + 3) = 85232 \text{ м}^2$$

Примем первоначальный диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке равным  $d = 10$  мм.

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{\text{М.П.}} = \pi \cdot \frac{R^2}{4} \quad (139)$$

$$F_{\text{М.П.}} = 3,14 \cdot \frac{10^2}{4} = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}} \quad (140)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^2$  - максимальный ток короткого замыкания;

$t_{\text{откл}}$  - время срабатывания релейной защиты;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости для стали.

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{11700^2 \cdot 0,27}{400 \cdot 21}} = 66,3 \text{ мм}^2$$

Проверим сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d + S_{\text{СР}}) \quad (141)$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,13 \cdot (10 + 0,13) = 4,13 \text{ мм}^2$$

$$\text{где } S_{\text{СР}} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0 \quad (142)$$

$$S_{CP} = 0,00224 \cdot \ln^3 240 + 0,0104 \cdot \ln^2 240 + 0,00915 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,13$$

где  $T$  – время использования заземлителя за 20 лет, в месяцах;

$a_0, a_1, a_2, a_3$  – справочные коэффициенты зависящие от состава грунта.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 4,13 + 66,3 = 70,4 \text{ мм}^2$$

Сечение заземлителя удовлетворяет условиям.

Принимаем расстояние между полосами сетки  $l_{П-П} = 6 \text{ м}$

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_T = (A + 3) \cdot \frac{(B + 3)}{l_{П-П}} + (B + 3) \cdot \frac{(A + 3)}{l_{П-П}} \quad (143)$$

$$L_T = (260 + 3) \cdot \frac{(352,5 + 3)}{6} + (352,5 + 3) \cdot \frac{(260 + 3)}{6} = 31165,5 \text{ м}$$

Уточним длину горизонтальных полос:

Число ячеек равно:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (144)$$

$$m = \frac{31165,5}{2 \cdot \sqrt{85232}} = 53,4$$

Принимаем  $m = 54$ .

Длинна стороны ячейки:



$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{85232}}{54} = 5,4 \text{ м} \quad (145)$$

Длина горизонтальных полос равна:

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (146)$$

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{85232} \cdot (54 + 1) = 32113,9 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (147)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{85232}}{6} = 194,6$$

Принимаем  $n_B = 195$

## 6.2 Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции

Расчет заземления подстанции выполняем по двухслойной модели где:  
чернозем:  $\rho_1 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Если второй слой грунта неизвестен, то его удельное сопротивление находится по формуле:

$$\rho_2 = \frac{80}{2,7} = 29,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определяем сопротивление заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{э.с.}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э.с.}}}{L_r + L_B} = 0,42 \cdot \frac{35,1}{\sqrt{85232}} + \frac{35,1}{32113,9 + 937} = 0,1 \text{ Ом} \quad (148)$$

где:

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (149)$$

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{5+0,5}{\sqrt{85232}} = 0,42$$

Определяем эквивалентное удельное сопротивление земли:

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^\Delta = 29,6 \cdot \left(\frac{80}{29,6}\right)^{0,17} = 35,1 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (150)$$

где:

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \cdot \lg \cdot \frac{l_{\text{П-П}}}{l_B} \quad (151)$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2,2-0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg \cdot \frac{6}{5} = 0,17$$

Определим сопротивление заземляющего устройства, включая естественные заземлители:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} \quad (152)$$

$$R_3 = \frac{0,1 \cdot 1,5}{0,1 + 1,5} = 0,1 \text{ Ом}$$

где  $R_e = 1,5 \text{ Ом}$  – приближенное сопротивление естественных заземлителей.

Согласно ПУЭ сопротивление заземлителя должно быть не более 0,5 Ом, так как  $0,1 < 0,5 \text{ Ом}$ , следовательно тип заземлителя подобран правильно.[1]

### 6.3 Разработка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита подстанции от ударов молнии осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Защиту выполним отдельностоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотвода  $h = 22$  м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (153)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 22 = 18,7 \text{ м}$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (154)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 22) \cdot 22 = 23,23 \text{ м}$$

Определим радиус защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 23,23 \cdot \left(1 - \frac{17}{18,7}\right) = 2,1 \text{ м} \quad (155)$$

где  $h_x$  – высота линейного портала, равная 17 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов 1-2 расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (156)$$

$$h_c = 22 - \frac{110}{7} = 6,28 \text{ м}$$

Аналогично проводится расчет для остальных пар молниеотводов, результаты расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – параметры зон молниезащиты подстанции «Магдагачи»

Пара молниеотводов	L, м	h, м	$h_{эф}$ , м	$r_0$ , м	$r_x$ , м	$h_c$ , м
1 - 2	110	22	18,7	23,23	2,1	6,28
2 - 3	75	22	18,7	23,23	2,1	11,3
3 - 4	116	22	18,7	23,23	2,1	5,4
4 - 5	150	22	18,7	23,23	7,85	0,6
6 - 7	138	22	18,7	23,23	7,85	2,3
7 - 1	125	22	18,7	23,23	7,85	4,14

## 7 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

### 7.1 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_q + I_A} \quad (157)$$

$$T_{OK} = \frac{4079828}{457123+163171} = 6,6 \text{ лет}$$

где  $K$  - капитальные вложения, тыс.руб;

$P_q$  - чистая прибыль, тыс.руб;

$I_A$  - амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_q = O - И - Н \quad (158)$$

$$P_q = 583178 - 11775 - 114280 = 457123 \text{ тыс. руб.}$$

где  $O$  - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

$I$  - издержки, тыс.руб;

$H$  - налог на прибыль. На 2020 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер} \quad (159)$$

$$O = 306936 \cdot 1,9 = 583178 \text{ тыс. руб.}$$

где  $W_{ПО}$  - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$  - средний тариф на передачу электроэнергии составляет 1900 руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (160)$$

$$W_{ПО} = 51,156 \cdot 6000 = 306936 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, в тыс.руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - I) \quad (161)$$

$$H = 0,2 \cdot (583178 - 11775) = 114280 \text{ тыс.руб.}$$

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

#### 8.1.1 Расчет эквивалентного уровня шума для персонала ПС

В данном проекте производится реконструкция ПС 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи». В ходе реконструкции мы заменяются трансформаторы: силовой трансформатор Т-1 типа ТДТН-25000/220/35/10, мощностью 25 МВА, напряжением 220/35/10 кВ; силовой трансформатор Т-2 типа ТДТНЖ-40000/220/27,5/10, мощностью 40 МВА, напряжением 220/27,5/10 кВ и силовой трансформатор Т-3 типа ТДТНЖ-40000/220/35/27,5, мощностью 40 МВА, напряжением 220/35/27,5 кВ, на силовые трансформаторы: Т-1 и Т-2, типа ТДТН-25000/220-УХЛ1, напряжением 220/38,5/11 кВ, мощностью 25 МВА каждый и Т-3, Т-4, типа ТДТНЖ-40000/220-УХЛ1, напряжением 220/27,5/11 кВ, мощностью 40 МВА каждый.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 допустимый эквивалентный уровень звука для работающего персонала равен  $L_A = 80$  дБ.

Эквивалентный уровень звуковой мощности работающих трансформаторов мощностью 25 МВА и напряжением 220 кВ составляет  $L_{PA} = 94$  дБА, и мощностью 40 МВА с напряжением 220 кВ  $L_{PA} = 97$  дБА.

Определим влияние шума этих трансформаторов на рабочий персонал.

Давление от ненаправленного источника до точки на расстоянии  $r$  равно:

$$L_{A(r)} = L_{PA} - 10 \lg S \quad (163)$$

$$S = 2\pi R^2 \quad (164)$$

где  $S$  – площадь круга;

$\pi$  – 3,14;

$R$  – радиус круга;

$L_{A(r)}$  – звуковое давление от точечного ненаправленного источника до точки.

Осмотр маслоуказателя на трансформаторах производится один раз в сутки, для этого необходимо близко подойти к трансформатору.

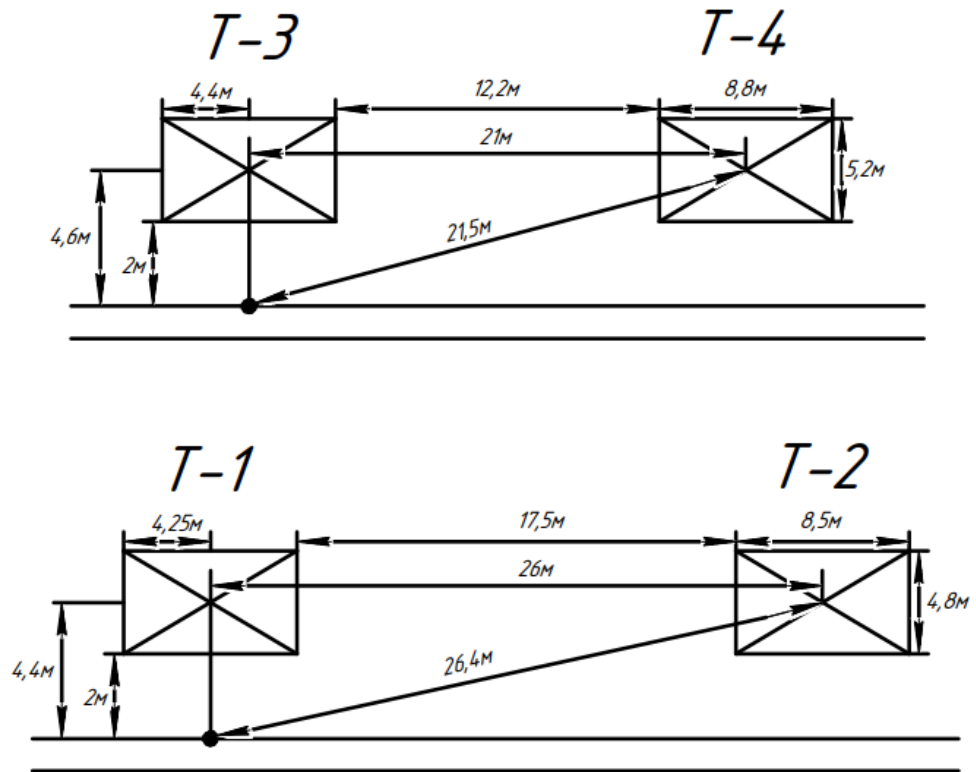


Рисунок 8 – Расположение трансформаторов

Определим уровни шума, создаваемый каждым трансформатором:

$$L_{A(r)1} = 94 - 10 \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 4,4^2) = 73,2 \text{ дБА}$$

$$L_{A(r)2} = 94 - 10 \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 26,4^2) = 57,6 \text{ дБА}$$

$$L_{A(r)3} = 97 - 10 \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 4,6^2) = 75,5 \text{ дБА}$$

$$L_{A(r)4} = 97 - 10 \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 21,5^2) = 62,4 \text{ дБА}$$



Определим уровень звука создаваемое от каждой группы трансформаторов, как сумму уровней звуков в установленной расчетной точке:

$$L_{\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_i} \quad (165)$$

$$L_{\Sigma T_{1,2}} = 10 \lg(10^{0,1 \cdot 73,2} + 10^{0,1 \cdot 57,6}) = 73,3 \text{ дБА}$$

$$L_{\Sigma T_{3,4}} = 10 \lg(10^{0,1 \cdot 75,5} + 10^{0,1 \cdot 62,4}) = 75,7 \text{ дБА}$$

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 «Шум. Общие требования безопасности», уровень звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятия равен 80 дБА.

$$L = 80 \text{ дБА} > L_{\Sigma T_{1,2}} = 73,3 \text{ дБА} \text{ и } L_{\Sigma T_{3,4}} = 75,7 \text{ дБА.}$$

Превышение уровня звука не выявлено, следовательно мероприятия по уменьшению уровня звука не требуются.

## **8.2 Экологичность**

### **8.2.1 Расчет уровня звука для территории жилой застройки**

Одним из неблагоприятных факторов производственной среды является шум. Рассмотрим работу трансформаторов Т-1 и Т-2, типа ТДТН-25000/220-УХЛ1 и Т-3, Т-4, типа ТДТНЖ-40000/220-УХЛ1, расположенных на реконструируемом участке подстанции. Мощность Т-1 и Т-2 25 МВА, Т-3 и Т-4 40 МВА.

Трансформаторы установлены на новом, отведенном под реконструкцию подстанции проектом участке (рис. 10).

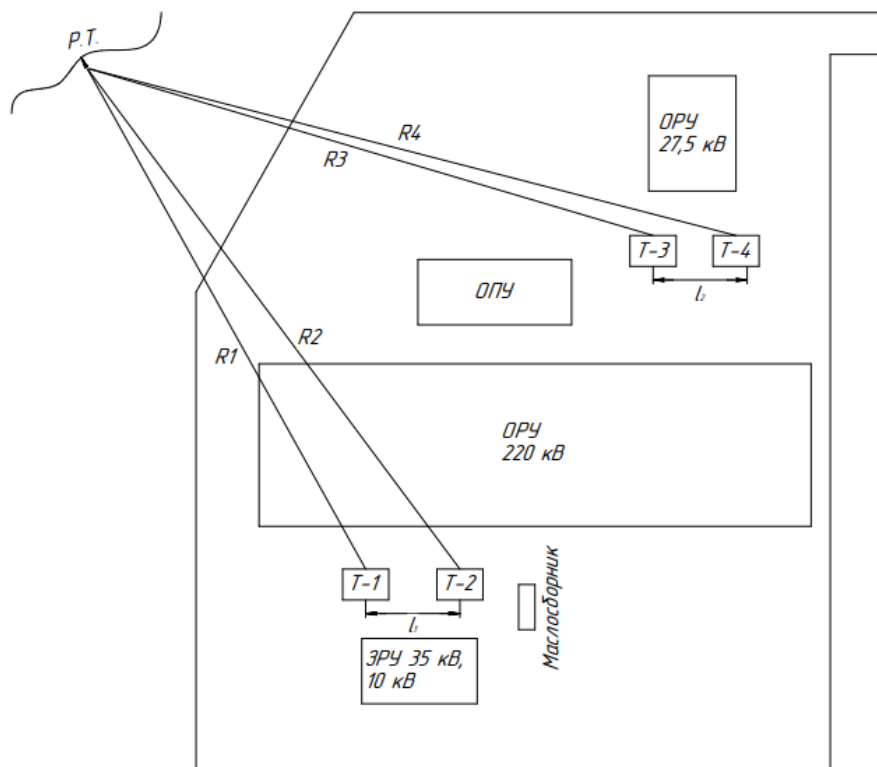


Рисунок 10 – Размещение основного оборудования на проектируемом участке ПС «Магдагачи»

Уровень звука можно определить по формуле:

$$L_{AR} = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (166)$$

где  $S = 2\pi R^2$

Определим скорректированный уровень звуковой мощности работающих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА,  $L_{PA} = 94$  дБА, для Т-3 и Т-4 мощностью 40 МВА,  $L_{PA} = 97$  дБА.

Так как расстояние между трансформаторами Т-1 – Т-2 и Т-3 – Т-4 небольшое (см. рис. 10) и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ , в обоих случаях расположения трансформаторов, то два и более источника можно заменить одним, то скорректированный уровень звуковой мощности трансформаторов будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{Wai}} \quad (167)$$

$$L_{WA\Sigma T-1,2} = 10 \lg(10^{0,1 \cdot 94} + 10^{0,1 \cdot 94}) = 97 \text{ дБА}$$

$$L_{WA\Sigma T-3,4} = 10 \lg(10^{0,1 \cdot 97} + 10^{0,1 \cdot 97}) = 100 \text{ дБА}$$

где  $N$  – количество источников шума;

$L_{WAi}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Определим уровни шума, создаваемые Т-1,2 и Т-1,3:

$$L_{A1} = 97 - 10 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 210^2}{1} = 43 \text{ дБА}$$

$$L_{A2} = 100 - 10 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 240^2}{1} = 41 \text{ дБА}$$

Суммарный уровень шума в Р.Т. можно определить по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 L_{Ai}} \quad (168)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 43} + 10^{0,1 \cdot 41}) = 45 \text{ дБА}$$

$L_{A1} = 43 \text{ дБА} \leq \text{ДУ}_{L_{A1}} = 45 \text{ дБА}$  и  $L_{A2} = 41 \text{ дБА} \leq \text{ДУ}_{L_{A2}} = 45 \text{ дБА}$ , следовательно предусматривать мероприятия по снижению шума не требуется.

## 8.2.2 Экологичность реконструируемого участка электрической станции

Одним из наиболее важных требований, предъявляемых при реконструкции подстанции и к современным видам производства является экологичность. Чтобы защитить такие важные части окружающей среды как: почву и земельные участки, атмосферу, гидросферу, растительный покров,

объектов животного мира, а так же электротехнический, строительный персонал и жизнедеятельности человека вне производства должны выполняться следующие мероприятия:

1. Защита почвы при реконструкции подстанции и ликвидации электросетевых объектов:

- защита земель от захламления отходами производства и загрязнения в результате чего может происходить деградация почвы и земли

- ликвидация последствий загрязнения электротехническим оборудованием

- восстановление свойств нарушенных или загрязненных земельных участков

- во время проведения работ по реконструкции и ликвидации должны быть сведены к минимуму нарушения строительной техникой естественного строения грунтов

После проведения реконструкции с территории должны быть утилизированы все электротехническое оборудование на специально отведенные полигоны.

2. Защита атмосферы при реконструкции ПС

Для обеспечения безопасности атмосферы должны выполняться гигиенические и нормативные качества атмосферного воздуха и предельно допустимые уровни химического, физического и биологического воздействия на людей, животных и растительность. Так же в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» при реконструкции, строительстве, проектировании и размещении объектов хозяйственной или иной деятельности, должно обеспечиваться не превышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с экологическими, санитарно-гигиеническими, строительными нормами и правилами в части нормативов площадей озелененных территорий, а также должен учитываться фоновый уровень загрязнения атмосферного воздуха [5].

3. Защита гидросферы

В соответствии с Водным Кодексом РФ и ГОСТ 17.1.3.13 при реконструкции должны выполняться такие мероприятия по охране поверхностных и подземных вод как:

- не допускается сброс технологических и бытовых отходов в поверхностные и подземные воды;
- не допускается загрязнение ледового покрова;
- не допускается загрязнение поверхностных и сточных вод при прокладке кабелей;
- не допускается загрязнение водных объектов поверхностным стоком с территории строительной площадки [31].

В границах водоохранных зон запрещается:

- расположение мест захоронения отходов производства и потребления;
- размещение временных зданий и сооружений;
- создание площадок хранения демонтированного электрооборудования;
- хранение потенциальных источников загрязнения воды: элегазовое оборудование, аккумуляторные батареи, конденсаторные установки)
- движение и стоянка транспортных средств [31].

При реконструкции ПС нужно предусматривать меры по предотвращению загрязнения вод:

- свод к минимуму загрязнения воды сточными водами;
- устанавливать контейнеры для сбора отходов на строительных площадках;
- отводить ливневоды на очистные сооружения [31].

#### 4. Защита объектов животного мира и растительного покрова

Что бы обеспечить безопасность животным и растениям нужно:

- применять экологически чистые материалы;
- принимать меры по предотвращению заболеваний и гибели объектов животного мира;
- в случае гибели животных информировать специально уполномоченные государственные органы [31].

Ни в каком случае не опускается выжигание растительности, хранение и применение ядохимикатов без специальных мер, гарантирующих предотвращение заболеваемости и гибели животных, и ухудшения их среды обитания. Несоблюдение данных мер может привести к вымиранию видов и редких видов животных, нарушить их брачный период, путей миграции, зимовки и постоянных мест обитания.

Строительный и электротехнический персонал тоже должны обеспечиваться мерами безопасности при реконструкции ПС. Основными источниками опасности являются трансформаторы, масляные выключатели, склады масла и т.д. Утечка масла может привести к пожару и травмам персонала подстанции, а также вред окружающей среде, поэтому должны проектироваться и устанавливаться под силовыми трансформаторами маслостоки, маслоприемники и маслосборники, которые всегда должны находится в исправном состоянии для предотвращения при аварии растекания масла по территории подстанции и попадания его в строительные сооружения.

Гравийная засыпка маслоприемника должна находится в чистом состоянии, ограждения должны устанавливаться по всему периметру маслоприемника.

При обнаружении свежих капель масла в маслоприемнике должны быть приняты меры по выявлению и предотвращению новых поступлений масла. С соблюдением всех мер безопасности персонала на работающем оборудовании.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть уплотнены несгораемым материалом.

При длительном протекании тока К.З. через трансформатор происходит перегрев масляной изоляции, что может привести к вытеканию масла, а в дальнейшем и к пожару.

Несвоевременное отключение токов К.З. может привести к выходу из строя дорогостоящего силового оборудования. Что в дальнейшем приведет к затратам на покупку, транспортировку и монтаж нового оборудования. Следовательно своевременное отключение токов К.З. приведет к экономии

земли, металла, электроэнергии, и других материалов которые будут затрачены на новое оборудование.

### **8.3 Чрезвычайные ситуации**

Ссылаясь на Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Поскольку на территории подстанции находится различное энергетическое и маслонаполненное электроэнергетическое оборудование, то шанс возникновения пожара очень велик. Поэтому рассмотрим организацию и обеспечение пожарной безопасности при возникновении пожара.

#### **Пожарная безопасность**

Пожарная безопасность предусматривает комплекс организационных мероприятий и технических средств, обеспечивающих безопасность персонала подстанции и сохранения электротехнического оборудования на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается:

- по возможности максимальным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- изоляцией горючей среды от горючих веществ;
- применением конструкций объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- применением средств пожаротушения;
- системами противодымной защиты;

- эвакуацией персонала в случае возникновения пожара;
- применением пожарной сигнализации и других средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Одними из важнейших организационными мероприятиями являются обучение обслуживающего персонала правилам пожарной безопасности, и разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности на предприятии.

Все электроустановки обладают пожароопасностью. Наибольшую пожарную опасность представляет маслonaполненное оборудование: реакторы, трансформаторы, маслonaполненные вводы, кабели, масляные выключатели.

В трансформаторах с масляным охлаждением возможно возникновение межвиткового КЗ, которое в свою очередь может привести к возрастанию тока в части обмотки до больших значений, что впоследствии изоляция быстро повредится и выделит горючие газы. Следовательно может возникнуть взрыв газовой смеси с разрушением стенок кожуха и последующим выбросом горящего масла в окружающую среду.

#### Действия при пожаре

При возникновении пожара на электроэнергетических объектах необходимо произвести отключение от сети питания оборудование и произвести его заземление, после этого можно приступать к ликвидации пожара.

На отключенных объектах тушение пожаров допускается с применением любых существующих средств пожаротушения: использование песка и пожарных щитов, распыление воды, использование порошковых и иных типов огнетушителей.

Ликвидация пожара на объектах находящихся под напряжением разрешается в случаях:

- Обеспечение бесперебойного электропотребления особо ответственных потребителей;



- Необходимость быстрой ликвидации распространения пожара, для предотвращения распространения на другие близлежащие объекты;

- Невозможность длительного отключения и снятия напряжения из-за больших последствий для связанных технологических объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- противопожарными преградами (стены, навесы, защитные полосы и другие);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Средства пожаротушения

К средствам пожаротушения относятся: огнетушители, бочки с водой, гидropомпы, лопаты, ящики с песком, ведра, войлочные маты.

Таблица 35 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Кол-во	Вместимость, л
1	2	3	4

1	2	3	4
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м <sup>2</sup> )	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
	огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция подстанции 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи». Дана характеристика района, а также самой подстанции.

Был разработан план на новой площадке реконструируемой подстанции, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано основное электротехническое оборудование, такое как: выключатели, разъединители, трансформаторы собственных нужд, трансформаторы тока и напряжения, выбор и проверка жестких и гибких шин.

Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для защиты трансформаторов.

Произведен расчет молниезащиты и заземления на новом участке подстанции «Магдагачи».

Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, безопасности обслуживающего персонала и чрезвычайные ситуации. Так же выполнен расчет срока окупаемости проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.
- 2 ГОСТ 12.1.003 – 83. Издания. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003-76 ; введ. 1987.07.01. – М.: Изд-во стандартов, 1984. – 48с.
- 3 ГОСТ 12.2.024.87 – 87. Издания. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024-76 ; введ. 1989.01.01. – М.: Из-во стандартов, 1987. – 59с.
- 4 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.; ДЕАН, 13.02.2019. – 167с.
- 5 Федеральный закон об охране атмосферного воздуха. – Москва.; Гос. Дума, 8.12.2020. – 120с.
- 6 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 42с.
- 7 СТО 56947007-29.240.040-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при реконструкции и ликвидации. Введ. 15.03.2010. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. 28с.
- 8 Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи». Москва: 2018 г. – 35с.
- 9 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва.: Изд-во стандартов, 1995 г. – 98с.
- 10 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – СПб.: БВХ-Петербург, 2014. – 285с.
- 11 СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Введ. 25.08.2017. – ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 47с.

12 ГОСТ 7746-2001. Издания. Трансформаторы тока. Общие технические условия. Взамен ГОСТ 7746-89 ; введ. 2003.01.01. – М.: Из-во стандартов, 2001. – 10с.

13 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации. Утверждено приказом Минэнерго России от 13.02.2019 г. – 60с.

14 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т3». Утверждено БПВА. Редакция от 31.03.2014. – 17с.

15 Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ/ Под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова. – М.: 2012. – 78с.

16 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А. И. Попова и др. М.: Издательство МЭИ, 2012. – 485с.

17 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чирикова. – 10-е изд., стер. - Москва: Издательский центр Академия, 2013. – 305с.

18 Козлов, А. Н. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем. / А. Н. Козлов, В. А. Козлов. – изд., - Благовещенск: АмГУ, 2018. – 68с.

19 Мазуркевич, В. Н. Электрическая часть станций и подстанций / В. Н. Мазуркевич, И. И. Сергей, Л. В. Тетерина, В. А. Булат. М.: БНТУ, 2018. – 127с.

20 РД 153-34.0-20.527-98. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / И. П. Крючков, В. Н. Неклепаев, Ю. П. Кузнецов, В. В. Жуков. – М.: Московский энергетический институт, 2006. – 109с.

21 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2010. – 481с.

22 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2013. – 47с.

23 Сибикин, Ю. Д. Техническое обслуживание, ремонт

электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 кн. Кн. 1 / Ю. Д. Сибикин, - 9-е изд. стер. – М. :Издательский центр Академия, 2014. – 238с.

24 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 220с.

25 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб. : Издательство Деан, 2001. – 65с.

26 Новикова, Л. В. Техническая документация: открытые распределительные устройства ОРУ – 220 кВ / Л. В. Новикова. 1-е изд. – М.: Тистилкон, 2012. – 104с.

27 Красник, В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : учебное пособие / В.В. Красник. – М. : ЭНАС, 2011. – 67с.

28 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М.,2011. – 41с.

29 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2012. – 194с.

30 ГОСТ 17.1.3.13-86. Издания. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения. Введ. 01.07.86. – М.: Из-во стандартов, 1986. – 53с.