

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ на стороне 110 кВ»

Студент

Д.С. Чистяков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассмотрено актуальное состояние понизительной подстанции 110/10 кВ и проведена реконструкция на стороне 110 кВ.

Объектом реконструкции является понизительная подстанция №22 «Западная» расположенной в республике Хакасия город Абакан.

Целью реконструкции является повышения общей надежности схемы. Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1963 году, за время ее работы большая часть оборудования и схема в целом устарели. Для повышения надёжности принято решение заменить группу короткозамыкатель – отделитель на выключатель, это повысит общую надежность схемы и уменьшит время отключения.

Содержание работы состоит из следующих пунктов:

- Описание подстанции;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка оборудования на замену;
- Расчет параметров релейной защиты;
- Расчет защитного заземления;
- Расчет молниезащиты.

Бакалаврская работа выполнена на 77 листах формата А4, содержит 16 таблиц и 9 рисунков, графическая часть выполнена в виде 6 чертежей формата А1.

## **Abstract**

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the 110/10 kV substation on the 110 kV side».

Qualification work consists of an introduction, six parts, a conclusion, 16 tables and 9 figures, a list of references, including foreign sources, and graphics on 6 sheets of A1 format.

The key issue of the thesis is the reconstruction of the electrical part of the substation 110/10 kV substation "Zapadnaya" located in the Republic of Khakassia, the city of Abakan on Sovetskaya Street. We address the reliability, safety, and relevance of the electrical scheme of this substation.

The purpose of the work is to develop an actual scheme and replacement of equipment to improve the reliability of the substation.

Graduate qualification work can be divided into the following logically inter-related parts: an analysis of the current state of the substation, short-circuit current calculations, selection and testing of equipment for replacement, conducting calculations of relay protection transformer substation, the calculation of protective earthing substation, the calculation of lightning protection substation.

At the end of the study we present a paper on the successful foreign experience of reconstruction of the substation by replacing the short circuit breaker and isolator on the switch, the use of which will reduce the impact of short-circuit current on equipment, reduce accidents and occupational injuries.

Summing up, we would like to emphasize that this work is relevant not only in solving the problem for the substation "Zapadnaya", and similar technological and design solutions can be applied to other reconstructed substations.

## Содержание

Введение.....	5
1 Описание электрической подстанции «Западная» 110/10 кВ .....	7
1.1 Общие данные электрической подстанции «Западная» 110/10 кВ .....	7
1.2 Описание потребителей подстанции .....	9
1.3 Описание электрической части подстанции на стороне 110 кВ.....	13
1.4 Описание электрической части подстанции на стороне 10 кВ.....	17
1.5 Расчет запаса ресурса оборудования подстанции.....	28
1.6 Обоснование реконструкции.....	31
2 Расчет тока короткого замыкания.....	32
3 Выбор оборудования на замену .....	40
3.1 Выбор высоковольтного выключателя .....	51
3.2 Выбор трансформатора тока .....	55
3.3 Выбор разъединителя.....	53
3.4 Расчет экономических затрат .....	55
4 Расчет релейной защиты .....	61
4.1 Расчет уставок токовой отсечки (ТО).....	62
4.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ) .....	60
4.3 Расчет уставок дифференциальная защита трансформатора.....	61
5 Расчет защитного заземления подстанции.....	66
6 Расчет молниезащиты подстанции .....	70
Заключение .....	74
Список используемых источников.....	75

## Введение

Электрические подстанции являются важной частью системы электроснабжения страны. С их помощью осуществляется прием электрической энергии, приходящей по воздушным линиям электропередач, преобразование и распределение электрической энергии. Нарушение работы подстанции ведет за собой прекращение передачи энергии ее потребителям, что может повлечь за собой нарушение работы систем города, нарушение технологического процесса предприятий, появление угрозы жизни человека и т.д.

Оборудование электрической части подстанции должно соответствовать основным предъявленным требованиям: надежность, безопасность и энергоэффективность. Исходя из этих требований следует следить за состоянием оборудования, установленного на подстанции для поддержания требуемого качества его работы делая, периодическое техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт, также необходима своевременная замена устаревшего и сломанного оборудования. Обычно заменяющее оборудование подстанции имеет лучше качества чем заменяемое, например, коммутационные изоляционные качества, более продолжительный срок службы и т.д.

Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ на стороне 110кВ».

Электрическая часть подстанции должна соответствовать современным требованиям и должна своевременно обновляться в соответствии с нормами. Для данной подстанции актуальным вопросом является надежность, безопасность и актуальность установленного оборудования.

Целью работы является увеличение общей надежности электрической схемы путем изменения схемы и замены устаревшего оборудования на более актуальное.

Основными задачами являются: анализ текущего состояния подстанции, расчет токов короткого замыкания для последующего выбора и проверки заменяющего оборудования и проведения расчетов различных защит подстанции.

На подстанции на стороне 110 кВ установлена группа короткозамыкатель-отделитель. По данным справочника по типовым схемам при проектировании подстанций или при реконструкции уже существующих подстанций короткозамыкатели и отделители подлежат замене на выключатели, что и будет сделано.

Технико-экономическая целесообразность работы заключается в безопасности и скорости отключения выключателя. Вследствие реконструкции уменьшится время воздействия КЗ на оборудование что позволит снизить его износ, уменьшение аварийности и производственными травмами.

Расчеты и иллюстрации производятся с помощью программ Microsoft Word 2016, Mathcad 2015 и Компас-3D V16.

## **1 Описание электрической подстанции «Западная» 110/10 кВ**

В данном разделе по пунктам будет представлена информация о электрической подстанции №22 «Западная» 110/10 кВ, а именно:

- Общие данные о подстанции;
- Описание потребителей подстанции;
- Описание электрической части подстанции на стороне 110 кВ;
- Описание электрической части подстанции на стороне 10 кВ;
- Расчет запаса ресурса оборудования подстанции;
- Обоснование реконструкции.

### **1.1 Общие данные электрической подстанции «Западная» 110/10 кВ**

Электрическая понизительная подстанция «Западная» 110/10 кВ расположена в городе Абакан, республика Хакасия, на улице советская. Координаты подстанции №22 «Западная» широта 53.71679975159052; долгота: 91.39354705810548. На рисунке 1 представлено расположение электрической подстанции №22 «Западная» в городе Абакан.

Данная электрическая подстанция предназначена для электроснабжения жилых и общественных зданий и промышленных предприятий первой второй и третьей категорий надежности электроснабжения, расположенных в городе Абакан.

Понизительная подстанция ПС №22 «Западная» была введена в эксплуатацию в 1961 году.

Площадь земельного участка, отведенного под данную подстанцию составляет 4716 м<sup>2</sup>.



Рисунок 1 – Расположение ПС №22 «Западная»

Питание на подстанцию приходит по двум воздушным линиям С87 и С88:

- Воздушная линия напряжением 110 кВ Абакан – районная – Калининская I Цепь с отпайкой на ПС Западная (С – 87);
- Воздушная линия напряжением 110 кВ Абакан – районная – Калининская II Цепь с отпайкой на ПС Западная (С – 88);

Подстанция №22 «Западная» находится под управлением ПАО «МРСК Сибири» – филиал «Хакасэнерго» ЦУС.

## 1.2 Описание потребителей подстанции

Все потребители электрической энергии делятся на три основные категории надежности электроснабжения в соответствии с [11] и [12], рассмотрим их подробнее:



К потребителям первой категории относят потребителей электрической энергии перерыв питания, которых может повлечь за собой серьезные последствия такие как угроза людской жизни, крупные аварии ситуации, повреждение оборудования, массовый брак производимой продукции, нарушение сложного технологического процесса и т.д. Такие потребители снабжаются от двух независимых друг от друга источника питания и перерыв с электроснабжении таких источников безопасен лишь на время срабатывания автоматического ввода резерва (АВР) т.е. на 0,4 – 0,7 секунд. К таким потребителям относят учреждения здравоохранения, тяговые подстанции электрифицированного транспорта, котельные и насосные станции городских систем жизнеобеспечения и т.д.

Также у первой категории есть особая категория. К особой категории относят особо опасные и особо важные объекты, такие потребители снабжаются электроэнергией от трех независимых источников питания. Потребителями особой категории являются в основном предприятия химической или биологической направленности, пункты связи и экстренного оповещения т.д.

К потребителям второй категории надежности электроснабжения перерыв питания, которых может привести к нарушения деятельности городского населения или массовым простоям промышленных предприятий, перерыв питания потребителей второй категории надежности допускается на время для перехода на резервный источник питания или выезд рабочей ремонтной бригады. Потребителями второй категории надежности относятся аптеки, малые производственные заводы, учебные учреждения, крупные торговые центры, котельные и насосные станции не относящиеся к первой категории надежности т.д.

К потребителям третьей категории надежности все остальные потребители электрической энергии, не попадающие под описание первых двух категорий надежности, перерыв электроснабжения допускается до 24 часов. По-

требителями третьей категории надежности являются жилы дома с малым количеством квартир, общественные здания такие как кафе, библиотека, ателье и т.д. с штатом рабочих до 15 человек и т.д.

Рассмотри потребителей электрической энергии, подключенных к данной подстанции. При описании пойдём по порядку ячеек от второй до пятьдесят восьмой ячейки.

От второй и сорок пятой ячеек идет линия питания на распределительный пункт завода производства питьевой продукции «АЯН», завод находится по адресу г. Абакан ул. Советская, 207, введен в эксплуатацию и присоединен к подстанции в 1980г. Завод относится ко второй категории надежности.

От третьей и десятой ячеек идет линия питания на распределительный пункт Усть–Абаканского ремонтного технического предприятия (РТП-538), предприятие находится по адресу г. Абакан ул. Гагарина, 98, введен в эксплуатацию и присоединен к подстанции в 1993 году. Предприятие относится ко второй категории надежности.

От четвертой ячейки идет линия питания на комплектную трансформаторную подстанцию крупного магазина-базы «Теплый дом», магазин находится по адресу г. Абакан ул. Игарская, 26. Магазин присоединен к подстанции в 2020 году и имеет третью категорию надежности.

От седьмой ячейки идет линия питания на распределительный пункт базы строительной компании муниципального жилищного фонда (база МЖФ), база расположена по адресу г. Абакан, ул. Советская 209. База МЖФ относится к третьей категории надежности.

От восьмой ячейки идет линия питания на Азиатско–Тихоокеанский банк (АТБ), находящийся по адресу г. Абакан ул. Пирятинская, 7. Банк относится к третьей категории надежности.

От девятой ячейки идет линия питания на комплектную трансформаторную подстанцию (ТП-22). ТП-22 питает жилые дома с малым количеством квартир и общественные здания малой площади. ТП-22 относится к третьей категории надежности.

От одиннадцатой, пятидесятой и пятьдесят первой ячеек идут линии питания на распределительный пункт (РП-11). РП-11 питает жилые дома и общественные здания. РП-11 относится ко второй категории надежности.

От тринадцатой ячейки идет линия питания на распределительный пункт ООО «Водозабор» (РП-1), находится по адресу г. Абакан северный проезд 25. «Водозабор» введен в эксплуатацию и присоединен к подстанции в 1997 году и относится к третьей категории надежности.

От шестнадцатой и тридцать девятой ячейки идет линия питания на распределительный пункт Абаканской базы сжиженного газа филиала СГ-Трейдинг (БСГ), база расположена по адресу г. Абакан ул. Тувинская, 30. База относится к первой категории надежности.

От двадцатой и тридцать восьмой ячеек идут линии питания на распределительный пункт завода агропромышленной компании МаВР, завод располагается по адресу г. Абакан, ул. Пушкина 225-а. Завод введен в эксплуатацию и присоединен к подстанции в 1992 году и имеет вторую категорию надежности.

От двадцать второй и тридцатой ячеек идут линии питания на распределительный пункт (РП-8). РП-8 питает жилые дома и общественные здания. РП-8 относится ко второй категории надежности.

От десятой, двадцать четвертой и тридцать шестой ячеек идут линии питания на Абаканский вокзал РЖД, находится по адресу г. Абакан ул. Вокзальная 17. Вокзал РЖД имеет первую категорию надёжности.

От тридцать второй ячейки идет линия питания на распределительный пункт (РП-3). РП-3 относится к третьей категории надежности.

От тридцать четвертой и тридцать седьмой ячеек идут линии питания на трансформаторную подстанцию троллейбусного депо, депо находится по адресу г. Абакан, ул. Советская 150. Троллейбусное депо имеет первую категорию надежности.

От тридцать девятой ячейки идет линия питания на «техникум коммунального хозяйства и сервиса» (ГПТУ-59), находится по адресу г. Абакан ул. Советская 175. Учебное учреждение имеет вторую категорию надежности.

От сорок первой идет линия питания на комплектную трансформаторную подстанцию (ТП-2). ТП-2 питает жилые дома с малым количеством квартир и общественные здания малой площади. ТП-2 относится к третьей категории надежности.

От сорок седьмой ячейки идет линия питания на поставщика металлопрокатной продукции «Сиб-Экометалл», находится по адресу г. Абакан, ул. Советская 182. Данное предприятие относится к третьей категории надежности.

От сорок девятой ячейки идет линия питания на распределительный пункт (РП-1). РП-1 относится к третьей категории надежности.

От пятьдесят второй ячейки идет линия питания на комплектную трансформаторную подстанцию (ТП-1). ТП-1 питает жилые дома с малым количеством квартир и общественные здания малой площади. ТП-1 относится к третьей категории надежности.

От пятьдесят четвертой идет линия питания на строительную компанию «Механизированная колонна №61» (МК-61), находится по адресу г. Абакан, ул. Складская 4. Строительная компания относится к третьей категории надежности.

От пятьдесят шестой ячейки идет линия питания на страховой дом ВСК, страховой дом находится в г. Абакан ул. Чехова 98 и относится к третьей категории надежности.

От пятьдесят пятой и пятьдесят восьмой ячеек идут линия питания на завод хлебобулочных изделий «Алешина» (ЧП Алешин), завод находится по адресу г. Абакан, ул. Кравченко 11-з. Завод введен в эксплуатацию и присоединен к подстанции в 2008 году и имеет вторую категорию надежности.

Сведем представленную выше информацию в таблицу 1.

Таблица 1 – Информация о потребителях подстанции

№	Название	Номер ячейки КРУ	Категория надежности электроснабжения
1	«АЯН»	2, 45	2
2	РТП-538	3, 10	2
3	«Теплый дом»	4	3
4	база МЖФ	7	3
5	АТБ	8	3
6	ТП-22	9	3
7	РП-11	11, 50, 51	2
8	«Водозабор»	13	3
9	БСГ	16, 39	1
10	МаВР	20, 38	2
11	РП-8	22, 30	2
12	РЖД	10, 24, 36	1
13	РП-3	32	3
14	Тр. депо	34, 37	1
15	ГПТУ-59	39	2
16	ТП-2	41	3
17	«Сиб- Экометалл»	47	3
18	РП-1	49	3
19	ТП-1	52	3
20	МК-61	54	3
21	ВСК	56	3
22	«ЧП Алешин»	55,58	2

### 1.3 Описание электрической части подстанции на стороне 110 кВ

В данном пункте первого раздела будет произведено описание установленного на электрической подстанции оборудования на стороне высокого напряжения 110 кВ. На рисунке 2 представлена половина высокой части электрической схемы подстанции (вторая половина идентична той что представлена на рисунке).

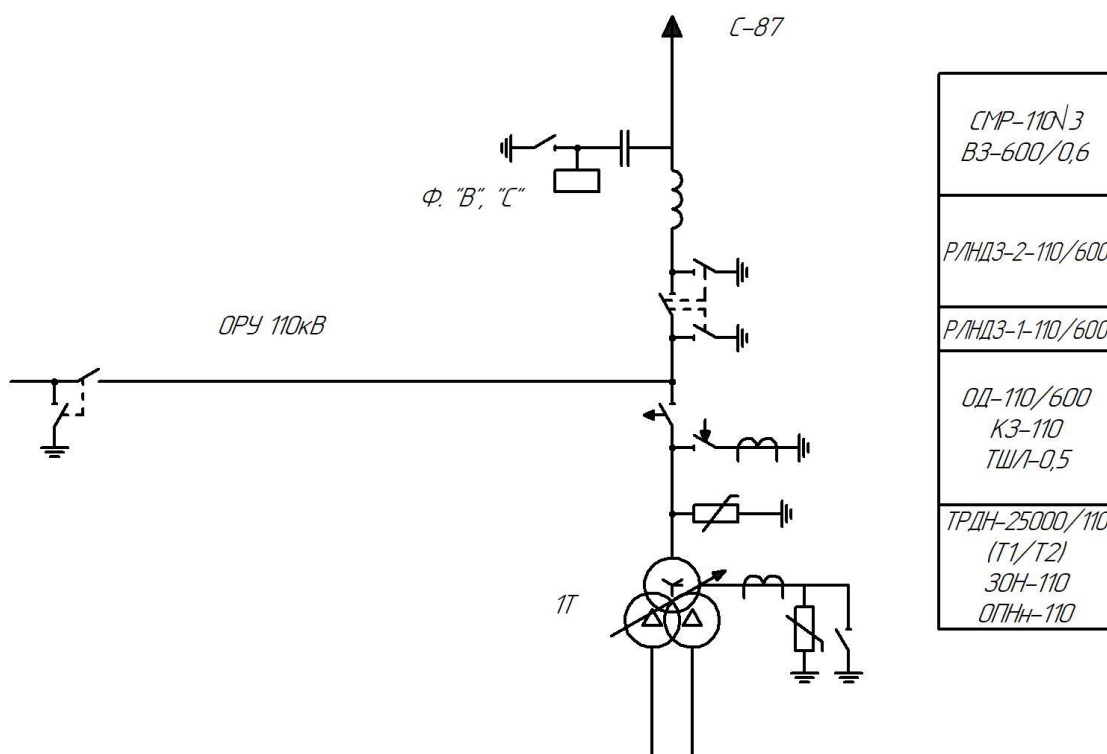


Рисунок 2 – Электрическая схема подстанции на стороне 110 кВ.

Начнем описание представленного на схеме оборудования по порядку сверху вниз.

Первым по порядку в схеме идет конденсатор связи СМР  $110\sqrt{3} - 4,4$  (С – конденсатор связи, М – масляный, Р – с расширителем) на 110 кВ и емкостью связи 4,4 нФ, установлен только на фазах «В» и «С». Конденсатор связи предназначен для обеспечения высокочастотной, бесперебойной и стабильной связи пол линия электропередач. Данные конденсаторы связи выпущены введены в эксплуатацию на подстанции в 2001 году. Заявленный производителем срок службы конденсатора связи составляет около 25 лет.

Далее по порядку идет высокочастотный заградитель ВЗ – 600/0,6 (ВЗ – высокочастотный заградитель) рассчитанный на ток 600 А и индуктивность 0,6 мГн. Высокочастотные заградители предназначены для предотвращения потерь сигнала на шинах подстанции и блокирования сигналов, поступающих от посторонних источников, работающих на соседних линиях на близких ча-

стотах. Данные высокочастотные заградители выпущены и введены в эксплуатацию на подстанции в 2001 году. Заявленный производителем срок службы высокочастотного заградителя составляет около 30 лет.

Далее идет по схеме идет разъединитель РЛНДЗ-2 – 110/600 (Р – разъединитель, Л – линейный, Н – наружной установки, Д – двухколонковый З – заземляющий) горизонтально поворотного типа с двумя заземляющими ножами рассчитанный на номинальное напряжение 110 кВ и номинальное значение тока 600 А. Разъединители предназначены для оперативного включения и отключения цепи без нагрузки или с малыми токами и создания видимого разрыва для гарантии безопасности обслуживающего персонала. Данные разъединители выпущены и введены в эксплуатацию в 1990 году. Заявленный производителем срок службы разъединителя составляет около 25 лет.

На ремонтной перемычке, установленной со стороны ВЛ установлены два разомкнутых разъединителя РЛНДЗ-1 – 110/600. Данные разъединители выпущены и введены в эксплуатацию в 1990 году. Заявленный производителем срок службы разъединителя составляет около 25 лет.

Следом идет группа короткозамыкатель – отделитель:

Установленный короткозамыкатель КЗ – 110 рассчитанный на номинальное напряжение 110 кВ. Короткозамыкатели предназначены для создания искусственного короткого замыкания на землю и подачи сигнала на отключение по средством срабатывания релейной защиты. Данные короткозамыкатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы короткозамыкателя составляет около 25 лет.

Отделитель ОД – 110/600 рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ и номинальный рабочий ток 600 А. Отделители предназначены для отключения участка цепи при получении сигнала на отключения от средств релейной защиты. Данные отделители выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы отделителя составляет около 25 лет.

После короткозамыкателя установлен измерительный трансформатор тока ТШЛ – 0,5 (Т – трансформатор тока, Ш – шинный, Л – с литой изоляцией).

Данный трансформатор тока рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный рабочий ток 600 А и класс точности обмотки 0,5 что говорит о установленных на нем измерительных приборах и средствах релейной защиты. Трансформаторы тока предназначены для понижения тока первичной цепи до значений в 1 или 5 А и подключения во вторичную цепь измерительных приборов или средств релейной защиты. Данные трансформаторы тока выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы трансформаторов тока составляет около 25 лет.

Следом идет ограничитель перенапряжения ОПН – 110 (О – ограничитель, П – перенапряжения, Н – нелинейный) рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ и номинальный рабочий ток 600 А. Ограничитель перенапряжения предназначен для защиты оборудования подстанции от коммутационных и грозовых перенапряжений. Данные ограничители перенапряжения выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы ограничителей перенапряжения составляет около 25 лет.

Далее идет силовой трансформатор ТРДН – 25000/110 (Т – трехлинейный, Р – расщепленная обмотка на стороне низкого напряжения, Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, Н – регулирование напряжения под нагрузкой) с номинальной мощностью 25000 кВА напряжение высокой стороны 110 кВ и двумя выводами на низкое напряжение 10 кВ. Предназначен для понижения рабочего класса напряжения для последующего распределения электроэнергии. Трансформатор Т1 выпущен и введен в эксплуатацию на подстанции в 1992 году, трансформатор Т2 выпущен и введен в эксплуатацию во второй половине 2018 года. Срок службы трансформаторов составляет около 25 лет.

На нейтрали силового трансформатора ТРДН установлен ограничитель перенапряжения ОПНн – 110 (О – ограничитель, П – перенапряжения, Н – нелинейный, н – предназначенный для защиты нейтрали трансформатора) с классом напряжения 110 кВ. Предназначен для переключения режима нейтрали трансформатора с глухозаземленной на эффективно заземленную



Данные ограничители перенапряжения выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы ограничителей перенапряжения составляет около 25 лет.

Так же через нейтраль трансформатора установлен заземлитель нейтрали силового трансформатора ЗОН – 110 (З – заземлитель, О – однополюсной, Н – наружной установки) с классом напряжения 110 кВ. Заземлители предназначены для установки в нейтраль силового трансформатора где имеется защита от коротких замыканий на землю. Данные заземлители выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы заземлители составляет около 25 лет.

Сведем сведения вышеописанного оборудования в таблицу 2.

Таблица 2 – Краткие сведения оборудования на стороне ВН

№	Наименование	Количество	Год установки
1	СМР $110\sqrt{3} - 4,4$	2	2001
2	ВЗ – 600/0,6	2	2001
3	РЛНДЗ-2 – 110/600	2	1990
4	РЛНДЗ-1 – 110/600	2	1990
5	КЗ – 110	2	1980
6	ОД – 110/600	2	1980
7	ТШЛ – 0,5	2	1980
8	ОПН – 110	2	1980
9	ТРДН – 25000/110	2	1980 – 2018
10	ОПН <sub>н</sub> – 110	2	1980
11	ЗОН – 110	6	1980

#### 1.4 Описание электрической части подстанции на стороне 10 кВ

В данном пункте первого раздела будет произведено описание установленного на электрической подстанции оборудования на стороне низкого напряжения 10 кВ. На рисунке 3 представлена часть электрической схемы подстанции

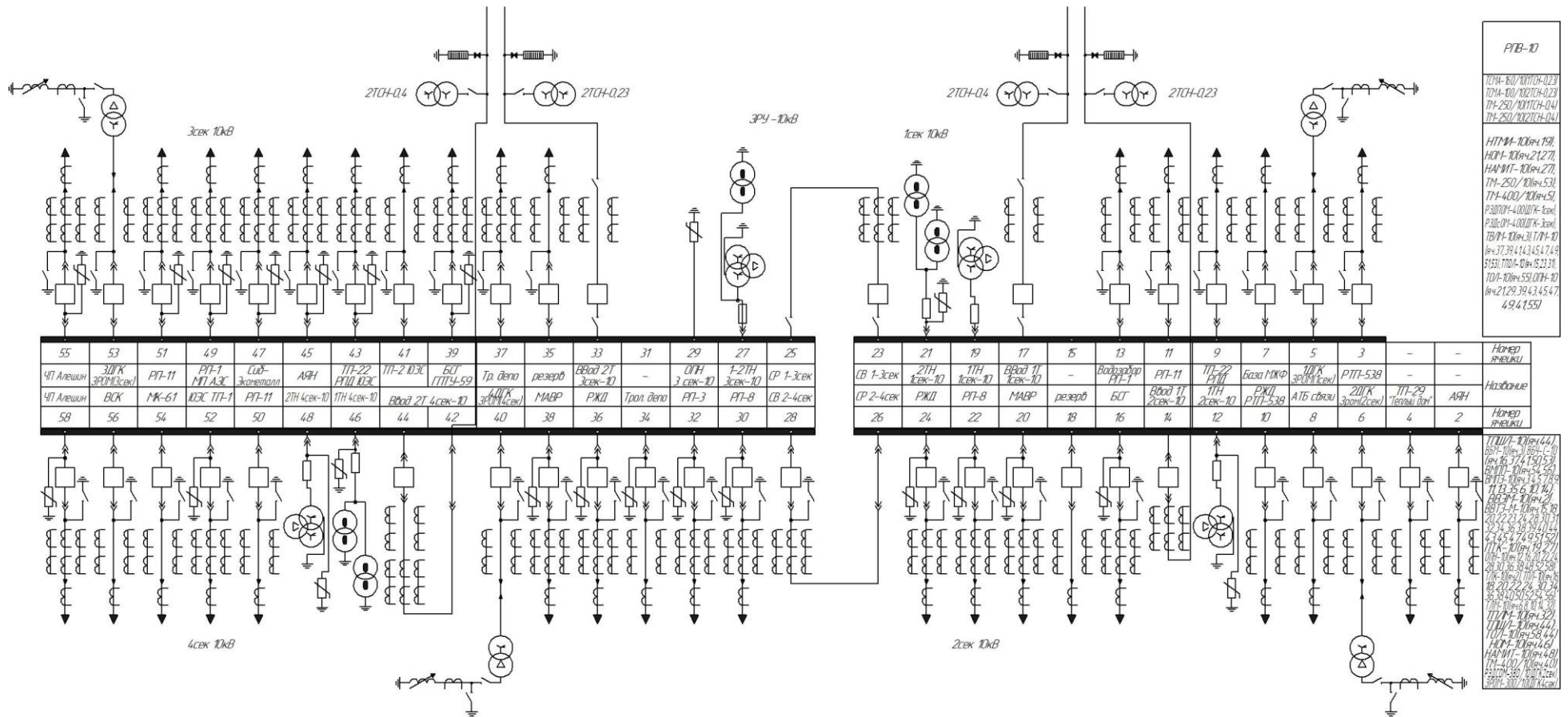


Рисунок 3 – Электрическая схема подстанции на стороне 10 к

Начнем описание оборудования низкой стороны с разрядника РВП – 10 (Р – разрядник, В – вентиляционный, П – подстанционный) с номинальным напряжением 10 кВ. Разрядники предназначены для защиты оборудования подстанции от перенапряжений. Данные разрядники выпущены и введены в эксплуатацию в 1982 году. Заявленный производителем срок службы разрядников составляет около 25 лет.

Далее идут трансформаторы собственных нужд на вторичное напряжение 0,23 кВ ТСМА – 160/10 и ТСМА – 100/10 (Т – трехфазный трансформатор, С – магнитопровод из холоднокатаной стали, М – с естественной циркуляцией масла и воздуха, А – обмотка выполнена алюминиевыми проводами), на 160 и 100 кВА соответственно, трансформаторы понижают напряжение с 10 кВ на 0,23 кВ. Также установлены два трансформатора собственных нужд на вторичное напряжение 0,4 кВ ТМ – 250/10 (Т – трехфазный, М – масляный) на 250 кВА, трансформаторы понижают напряжение с 10 кВ на 0,23 кВ. Трансформаторы собственных нужд предназначены для питания потребителей подстанции, например, приводы коммутационных приборов, системы контроля температуры, система освещения и т.д. Трансформаторы ТМ выпущены и введены в эксплуатацию в 1982 году. Заявленный производителем срок службы трансформаторов составляет около 25 лет. Трансформаторы ТСМА выпущены и введены в эксплуатацию в 1985 году. Заявленный производителем срок службы трансформаторов составляет около 25 лет.

Далее идет описание ячеек в трансформаторах собственных нужд (рисунке 4).

В пятой и сороковой ячейках установлены трансформаторы собственных нужд ТМ 400/10, в шестой и пятьдесят третьей ячейках установлены ТМ 250/10 (Т – трехфазный, М – масляный) с мощностью 400 и 250 кВА соответственно с классом напряжения 10 кВ. Данные трансформаторы предназначены для подачи питания на системы контроля температуры, помещения (отопление и охлаждение), системы освещения и т.д.

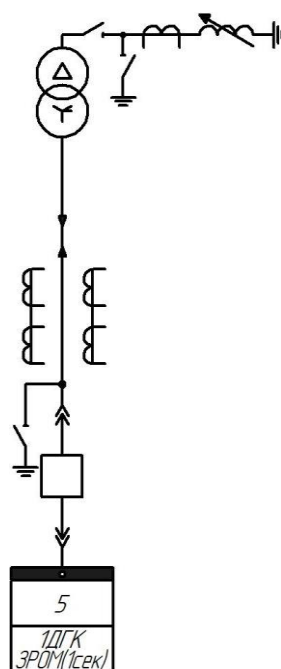


Рисунок 4 – Ячейка трансформатора собственных нужд

Трансформаторы выпущен и введен в эксплуатацию в 1976 году. Заявленный производителем срок службы разрядников составляет около 25 лет.

В пятой ячейке установлен реактор РЗДПОМ – 400/10, в шестой и пятьдесят третьей ячейках установлены РЗДПОМ – 380/10 (Р – реактор, З – заземляющий, Д – дугогасящий, П – с плавным регулированием тока с помощью изменения зазора, О – однофазный, М – масляный) и в сороковой ячейке установлен, ЗРОМ – 300/10 (З – заземляющий, Р – реактор, О – однофазный, М – масляный) с мощностью 400, 380 и 300 кВА соответственно с классом напряжения 10 кВ. Данные разрядники предназначены для компенсации емкостных токов в случае возникновения однофазных КЗ на землю. Разрядники данного типа выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы составляет 40 лет.

В пятой и шестой ячейках установлены трансформаторы тока ТЛМ – 10 (Т – трансформатор тока, Л – литая изоляция, М – малогабаритный), в сороковой и пятьдесят третьей ячейках установлены ТПЛ – 10 (Т – трансформатор тока, П – проходной, Л – литая изоляция) рассчитанные на номинально напряжение 10 кВ. Эти трансформаторы предназначены для измерения и контроля

параметров трансформаторов собственных нужд. Трансформаторы тока данного типа выпущены и введены в эксплуатацию в 1990 году. Срок службы заявленный производителем составляет 30 лет.

В ячейках пять и шесть установлены выключатели ВМПЭ – 10 (В – выключатель, М – масляный, П – подвесное исполнение, Э – со встроенным электромагнитным приводом), в сороковой ячейке установлен ВВТЭ – 10 (В – выключатель, В – вакуумный, Т – трехполюсный, Э – со встроенным электромагнитным приводом), в пятьдесят третьей ячейке установлен ВБЧ – С – 10 (В – выключатель, Б – вакуумный, Ч – для частых коммутаций, С – специальное исполнение) выключатели рассчитаны на номинальное напряжение 10 кВ. Данные выключатели предназначены для оперативных отключений и включения ячейки с трансформаторами собственных нужд в случаях их поломки, вывода для обслуживания и т.д. Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1985 году. Срок службы заявленный производителем составляет 25 лет.

Далее описаны ячейки с измерительными трансформаторами напряжения (рисунок 5).

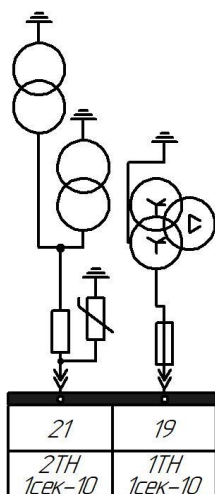


Рисунок 5 – Ячейки измерительных трансформаторов напряжения

В двенадцатой и девятнадцатой ячейках установлен трансформатор напряжения НТМИ – 10 (Н – трансформатор напряжения, Т – трехфазный, М – с естественной циркуляцией масла, И – измерительный, с дополнительной

обмоткой для контроля изоляции), в двадцать седьмой ячейке и сорок восьмой ячейках установлены НАМИТ (Н – трансформатор напряжения, А – антирезонансный, М – с естественной циркуляцией масла, И – измерительный, с дополнительной обмоткой для контроля изоляции, Т – трехфазный) рассчитаны на класс напряжения 10 кВ. Измерительные трансформаторы напряжения предназначены для изменения класса напряжения до значения  $100 (100\sqrt{3})$  В, т.е. до значений удобных для подключения измерительных приборов, приборов коммерческого учета или средств релейной защиты и автоматики. Данные трансформаторы напряжений направлены на измерение напряжения нулевой последовательности и в случае КЗ на землю сигнализируя о его наличии, также используется для контроля изоляции. Трансформаторы выпущены и введены в эксплуатацию в 2012 году. Заявленный производителем срок службы трансформаторов составляет около 20 лет.

В двадцать первой, двадцать седьмой и сорок шестой, ячейках установлен трансформатор напряжения НОМ – 10 (Н – трансформатор напряжения, О – однофазный, М – с масляным охлаждением), с номинальным напряжением первичной обмотки 10 кВ. Данные трансформаторы предназначены для измерения параметров первой и третьей секции шин. Трансформатор выпущен и введен в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы трансформатора составляет около 25 лет.

В девятнадцатой и двадцать седьмой ячейках установлены предохранители ПКТ (П – предохранитель, К – кварцевый, Т – токоограничивающий). Предназначен для защиты измерительных трансформаторов НОМ – 10 и НАМИТ – 10. Установлены в 1980 и 2012 годах соответственно. Срок службы заявленный производителем составляет 20 лет.

Далее идет описание ячеек ввода на секции шин подстанции. Ввод питания на первую секцию шин осуществляется через пятнадцатую ячейку, на вторую секцию через четырнадцатую ячейку, на третью через тридцать первую ячейку, на четвертую через сорок четвертую ячейку (рисунок 6).

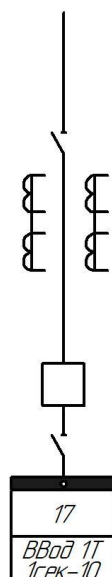


Рисунок 6 – Ячейка ввода питания

В ячейках ввода первой, третьей и четвертой секциях установлены выключатели ВВТЭ – М – 10 (В – выключатель, В – вакуумный, Т – трёхполюсный, Э – с электромагнитным приводом, М – модернизированный) в ячейке ввода второй секции установлен выключатель ВМПЭ – 10 (В – выключатель, М – масляный, П – подвесное исполнение, Э – со встроенным электромагнитным приводом), выключатели рассчитаны на номинальное напряжение 10 кВ. Предназначены для коммутационных включений или отключений секций шин под нагрузкой в нормальном или аварийном режиме работы случаях. Выключатели ВВТЭ – М – 10 выпущены и введены в эксплуатацию в 1985 году, выключатели ВМПЭ – 10 выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы составляют 25 лет.

В ячейках ввода на первую и третью шину установлены трансформаторы тока ТПОЛ – 10 (Т – трансформатор тока, П – проходной, О – однофазный, Л – с литой изоляцией) в ячейках ввода установлены второй и четвертой шины установлены ТОЛ – 10 (Т – трансформатор тока, О – однофазный, Л – с литой изоляцией), дополнительно на вводе четвертой шины установлен ТПШЛ – 10 (Т – трансформатор тока, П – проходной, Ш – шинный, Л – с литой изоляцией) все трансформаторы тока рассчитаны на номинально напряжение 10 кВ. Предназначены для измерения и контроля параметров на вводах секций шин. ТПОЛ

– 10 выпущен и введен в эксплуатацию в 2000 году, ТОЛ – 10 выпущен и введен в эксплуатацию в 1999 году, ТПШЛ – 10 выпущен и введен в эксплуатацию в 1979 году. Заявленный производителем срок службы составляют 25 лет.

Далее идет описание секционных выключателей (рисунок 7).

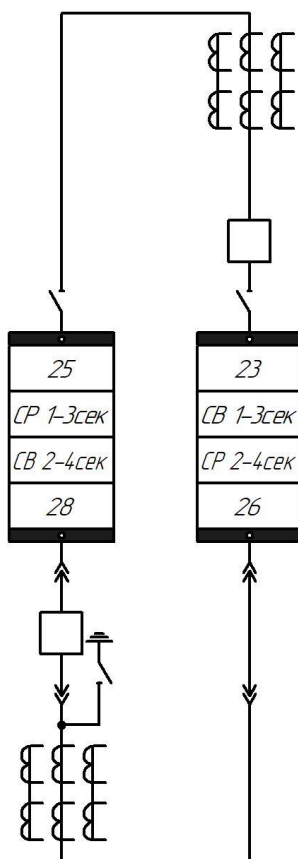


Рисунок 7 – Ячейка секционных выключателей

На секционном выключателе первой – третьей и второй – четвертой секций шин установлены выключатели ВВТЭ – М – 10, также установлены ТПОЛ – 10. ВВТЭ – М предназначены для отключения секции шин в случае аварии. Оба прибора выпущены и введены в эксплуатацию в 1985 году. Заявленный производителем срок службы составляют 25 лет.

Ниже перечисленные выключатели установлены в ячейках от которых отходят линии питания потребителей данной подстанции и предназначены для отключения линии от подстанции в случаях аварии на линии или на секции шин.



Во второй ячейке установлен ВВЭМ – 10 (В – выключатель, В – вакуумный, Э – со встроенным электромагнитным приводом, М – модернизированный). Выпущен и введен в эксплуатацию в 1985 году. Заявленный производителем срок службы составляет 25 лет.

В ячейках 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 13 и 35 установлены выключатели ВМПЭ – 10 (В – выключатель (В – выключатель, М – масляный, П – подвесное исполнение, Э – со встроенным электромагнитным приводом). Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Срок службы заявленный производителем составляет 25 лет.

В ячейках 16, 37, 41, 50 установлены выключатели ВБЧ – С – 10 (В – выключатель, Б – вакуумный, Ч – для частых коммутаций, С – специальное исполнение). Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Срок службы заявленный производителем составляет 25 лет.

В ячейках 18, 20, 22, 24, 30, 32, 34, 36, 38, 39, 43, 45, 47, 49, 51 и 52 установлены ВВТЭ – М – 10 (В – выключатель, В – вакуумный, Т – трехполюсный, Э – со встроенным электромагнитным приводом). Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1985 году. Заявленный производителем срок службы составляет 25 лет.

В ячейках 54 и 56 установлены выключатели ВМПП – 10 (В – Выключатель, М – масляный, П – подвесное исполнение, П – со встроенным пружинным приводом). Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы составляет 25 лет.

В ячейках 55 и 58 установлены выключатели ВБМ – 10 (В – выключатель, Б – вакуумный, М – со встроенным электромагнитным приводом). Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1990 году. Заявленный производителем срок службы составляет 30 лет.

Ниже перечисленные трансформаторы тока установлены в ячейках от которых отходят линии питания потребителей данной подстанции и предназначены для подключения во вторичную цепь средств коммерческого учета и релейной защиты.

Во второй ячейке установлен ТЛК – 10 (Т – трансформатор тока, Л – литая изоляция, К – используемый для КРУ). Выключатели выпущены и введены в эксплуатацию в 1980 году. Заявленный производителем срок службы составляют 30 лет.

В 3 и 4 ячейках установлены ТВЛМ – 10 (Т – трансформатор тока, В – встроенный, Л – с литой изоляцией, М – малогабаритный). Выпущены и введены в эксплуатацию в 1989 году. Срок службы заявленный производителем составляет 30 лет.

В ячейках 7, 8, 9, 10, 11 и 13 установлены ТЛМ – 10 (Т – трансформатор тока, Л – с литой изоляцией, М – малогабаритный). Выпущены и введены в эксплуатацию в 1989 году. Срок службы заявленный производителем составляет 30 лет.

В ячейках 16, 18, 20, 22, 24, 30, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 52, 54 и 56 установлены ТПЛ – 10 (Т – трансформатор тока, П – проходной, Л – с литой изоляцией) Трансформаторы тока данного типа выпущены и введены в эксплуатацию в 1990 году. Срок службы заявленный производителем составляет 30 лет.

В ячейке 32 установлены ТПЛМ – 10 (Т – трансформатор тока, П – проходной, Л – с литой изоляцией, М – модернизированный) Трансформаторы тока данного типа выпущены и введены в эксплуатацию в 1992 году. Срок службы заявленный производителем составляет 30 лет.

В ячейках 55 и 58 установлены ТОЛ – 10 (Т – трансформатор тока, О – однофазный, Л – с литой изоляцией) Трансформаторы тока данного типа выпущены и введены в эксплуатацию в 1999 году. Срок службы заявленный производителем составляет 30 лет.

В ячейках 12, 16, 20, 21, 22, 24, 28, 29, 30, 32, 36, 38, 39, 43, 45, 47, 48, 49, 51, 52, 55 и 58 установлены ОПН – 10 (О – ограничитель, П – перенапряжения, Н – нелинейный). Предназначен для защиты оборудования установленного в ячейках при возникновении перенапряжения при коммутации. Выпущены и введены в эксплуатацию в период с 1980 по 1987 годы.

Сведем получение сведения о оборудовании установленном на стороне низкого напряжения в таблицу 3.

Таблица 3 – Оборудование на стороне 10 кВ

№	Наименование	Ячейка	Количество	Год ввода
1	РВП – 10	–	4	1982
2	ТМ – 250/10/0,4	–	2	1980
3	ТСМА – 160/10/0,23	–	1	1982
4	ТСМА – 100/10/0,23	–	1	1982
5	НТМИ – 10	12, 19	2	2012
6	НОМ – 10	21, 27, 46	3	1980
7	НАМИТ – 10	27, 48	2	2012
8	ТМ – 250	6, 53	2	1976
9	ТМ – 400	5, 40	2	1976
10	РЗДПОМ – 400	5	1	2013
11	РЗДПОМ – 380	6, 53	2	2013
12	РЗДПОМ – 300	40	1	2013
13	ТВЛМ – 10	3, 4	2	1989
14	ТЛМ – 10	5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14	9	1989
15	ТПЛ – 10	16, 18, 20, 22, 24, 30, 34, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 43, 45, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 56	23	1990
16	ТОЛ – 10	44, 55, 58	3	1999
17	ТПШЛ – 10	44	1	1979
18	ТЛК – 10	2	1	1980
19	ТПЛМ – 10	32	1	1992
20	ОПН – 10	16, 20, 21, 22, 24, 28, 29, 30, 32, 36, 38, 39, 43, 45, 47, 48, 49, 51, 52, 55, 58	21	1980 – 1987
21	ВБМ – 10	55, 58	2	1990
22	ВБЧ – С – 10	16, 37, 41, 50, 53	5	1980
23	ВМПП – 10	54, 56	2	1980
24	ВМПЭ – 10	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 35	12	1980
25	ВВЭМ – 10	2	1	1985
26	ВВТЭ – 10	15, 18, 20, 22, 23, 24, 28, 30, 31, 32, 34, 36, 38, 39, 40, 43, 44, 45, 47, 49, 51, 52	22	1985
27	ПКТ – 10	19, 27	2	1980, 2012

## 1.5 Расчет запаса ресурса оборудования подстанции

Остаточным ресурсом или запасом ресурса называют количество лет, дней, часов, циклов и т.д. в течении которых эксплуатация оборудования осуществляется при его заводских характеристиках и по истечении которых эксплуатация оборудования является небезопасным или эксплуатация лишена смысла. При рассмотрении оборудования подстанция при устаревании оборудования в первую очередь идет речь о потере изоляционных свойств.

Проведем расчет запаса ресурса для идет конденсатора связи СМР 110√3 – 4,4 используя формулу (1):

$$T_{\text{ост}} = \frac{T_{\text{пасп}} - T_{\text{действ}}}{T_{\text{пасп}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $T_{\text{пасп}}$  – срок службы оборудования согласно паспорту, лет;

$T_{\text{действ}}$  – действительный срок эксплуатации оборудования, лет.

$$T_{\text{ост, \%}} = \frac{25 - 20}{25} \cdot 100\% = 20\%$$

Переведем значение остаточного ресурса из процентного состояния в временное по формуле (2):

$$T_{\text{ост.в}} = T_{\text{пасп}} \cdot T_{\text{ост, \%}}, \quad (2)$$

$$T_{\text{ост.в}} = 25 \cdot 0,2 = 5 \text{ лет,}$$

По проведенным расчетам можно сделать вывод что до замены или до капитального ремонта компенсатора связи осталось 5 лет.

Для остального оборудования расчет проведем по аналогии и занесем результаты расчета в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет запаса ресурса

№	Наименование	Год ввода	Срок службы		Остаточный ресурс	
			Т <sub>пасп</sub> , лет	Т <sub>действ</sub> , лет	%	лет
1	2	3	4	5	6	7
Оборудование на стороне 110 кВ						
1	СМР – 110	2001	25	20	20	5
1	2	3	4	5	6	7
2	ВЗ – 110	2001	30	20	33,3	10
3	РЛНДЗ –2 – 110	1990	25	31	0	0
4	РЛНДЗ –1 – 110	1990	25	31	0	0
5	КЗ – 110	1980	25	41	0	0
6	ОД – 110	1980	25	41	0	0
7	ТШЛ – 0,5	1980	25	41	0	0
8	ОПН – 110	1980	25	41	0	0
9	ТРДН – 25000/110/10/10 (Т1)	1980	25	29	0	0
10	ТРДН – 25000/110/10/10 (Т2)	2018	25	3	88	22
11	ОПН <sub>н</sub> – 110	1980	25	41	0	0
12	ЗОН – 110	1980	25	41	0	0
Оборудование на стороне 10 кВ						
13	РВП – 10	1982	25	39	0	0
14	ТМ – 250/10/0,4	1980	25	39	0	0
15	ТСМА –160/10/0,23	1982	25	36	0	0
16	ТСМА –100/10/0,23	1982	25	36	0	0
17	НТМИ – 10	2012	20	9	55	11
18	НОМ – 10	1980	25	41	0	0
19	НАМИТ – 10	2012	20	9	55	11
20	ТМ – 250	1976	25	39	0	0
21	ТМ – 400	1976	25	39	0	0
22	РЗДПОМ – 400	2013	40	8	80	32
23	РЗДПОМ – 380	2013	40	8	80	32
24	РЗДПОМ – 300	2013	40	8	80	32
25	ТВЛМ – 10	1989	30	32	0	0
26	ТЛМ – 10	1989	30	32	0	0
27	ТПЛ – 10	1990	30	31	0	0
28	ТОЛ – 10	1990	30	31	0	0
29	ТПШЛ – 10	1979	25	42	0	0
30	ТЛК – 10	1980	30	41	0	0
31	ТПЛМ – 10	1992	31	29	6,5	2
32	ОПН – 10	1980-1987	25	34	0	0
33	ВБМ – 10	1990	30	31	0	0
34	ВБЧ – С – 10	1980	25	36	0	0
35	ВМПП – 10	1980	25	41	0	0
36	ВМПЭ – 10	1980	25	41	0	0
37	ВВЭМ – 10	1985	25	36	0	0

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
38	ВВТЭ – 10	1985	25	36	0	0
39	ПКТ – 10	1980-2012	25	41	0 – 55	0 – 11

По результатам расчетов, представленных в таблице 2 можно сделать вывод что большая часть эксплуатируемого на подстанции оборудования нуждается в замене или в капитальном ремонте.

## 1.6 Обоснование реконструкции

Главным объектом реконструкции подстанции является группа короткозамыкатель – отделитель, для увеличения надежности схемы подстанции и для общего удобства энергосистемы Сибири. Как видно из расчетов, проведенных в пункте 2.1 эксплуатационный ресурс группы отделитель короткозамыкатель закончился еще несколько лет назад и держаться «на плаву» ему позволяет регулярное обслуживание.

Так как эта электрическая подстанция построена в начале второй половины 20 века, во времена советского союза, в то время была цель электрифицировать районы Сибири с наименьшими затратами. Экономя на надежности было принято решение устанавливать на электрических подстанциях отделитель и короткозамыкатель ввиду их дешевизны и простоты конструкции относительно выключателей (стоимость выключателей могла превышать стоимость группы отделитель – короткозамыкатель в 3-5 раз).

Рассмотрим основные положительную и отрицательную сторону группы короткозамыкатель – отделитель.

К положительной стороне группы относятся:

- Относительная дешевизна;
- Простота конструкции.

К отрицательной стороне можно отнести:

- При работе группы создается искусственное короткое замыкание которое создает электродинамическое и электротермическое воздействие что в свою очередь снижает ресурс изоляции оборудования;
- В холодное время года оборудование подвержено обледенению, при обледенении появляется дополнительное время срабатывания и подвергает оборудование дополнительным нагрузкам;
- При создании КЗ для срабатывания отделителя требуется некоторое время на реакцию средств релейной защиты и автоматики во время которого оборудование подвержено нагрузкам;
- Также недостатком является то что короткое замыкается создается на линии и если защита не сработает, то оборудование другой подстанции также может оказаться под угрозой.

Сейчас для большей экономии, надежности, и удобства было принято решение заменить группу короткозамыкатель – отделитель на выключатель [4].

Также будет заменен трансформатор тока ТШЛ – 10/0,5 на более новый трансформатор тока ввиду отсутствия его запаса ресурса.

Также после переемычки будет поставлен разъединитель [16].

## **Вывод**

В данном разделе приведено краткое описание, общих данных подстанции, данных о потребителях и данные о электрической части на стороне 110 и 10 кВ подстанции № 22 «Западная», расположенной в городе Абакан.

В данном пункте проведен расчет запаса ресурса для все оборудования подстанции №22 «Западная». По результатам проведенных расчетов, представленных в таблице 4 делаем вывод что большая часть оборудования нуждается в замене или в капитальном ремонте.

## 2 Расчет тока короткого замыкания

В данном разделе проведен расчет токов короткого замыкания которые необходимы для последующего выбора заменяющего оборудования и для проверки оставшегося в соответствии с [10], [17] и [19].

В зависимости от поставленной задачи, вид тока короткого замыкания может быть разный. Для проверки оборудования или проводников выбирают в основном расчет трехфазное короткое замыкание реже однофазное. Расчет токов КЗ в большинстве случаев ведется в относительных единицах. Для перевода действительных характеристик оборудования в относительные единицы будем использовать базисные величины. Для этого примем базисное значение мощности равным  $1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ , за базисные значения напряжения на высокой стороне  $110 \text{ кВ}$  и низкой стороне  $10 \text{ кВ}$  выбираем  $115$  и  $10,5 \text{ кВ}$  соответственно из ряда средних номинальных напряжений ( $U_{\text{СР}}$ , кВ:  $0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200$ ), удельное индуктивное сопротивление линии примем равным  $0,4 \text{ Ом/км}$ , мощность короткого замыкания на шинах источника равна  $1250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  протяженность воздушной линии измеренной по картам составляет  $10,8 \text{ км}$ .

Расчет проводится для двух точек короткого замыкания до и после силового трансформатора точки  $K1$  и  $K2=K3$  соответственно.

Упростим электрическую схему подстанции до расчетной схемы и схемы замещения, приставленных на рисунках 8 и 9 соответственно.

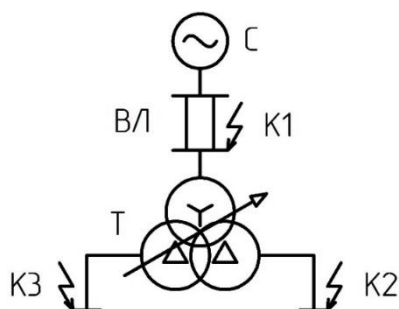


Рисунок 8 – Расчетная схема



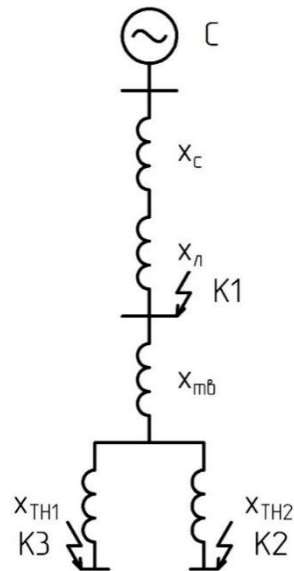


Рисунок 9 – Схема замещения

Характеристики силового трансформатора необходимые для расчета короткого замыкания возьмем с сайта производителя. Паспортные данные трансформатора ТРДН – 25000/110/10/10 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Паспортные данные силового трансформатора

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Паспортные данные					
		Номинальное напряжение, кВ		u <sub>к</sub> , %		Потери	
		ВН	НН <sub>1</sub> (НН <sub>2</sub> )	ВН-НН	НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт
ТРДН – 25000/110/10/10	25	115	10,5 (10,5)	10,5	30	120	27

Определим значения параметров схемы замещения представленной на рисунке 9. Определим сопротивление системы по формуле (3):

$$x_{*б.с.} = \frac{S_б}{S_к}, \quad (3)$$

где  $S_б$  – базисная мощность, МВ·А;

$S_к$  – мощность короткого замыкания, МВ·А.

$$x_{*б.с.} = \frac{1000}{1250} = 0,8 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление воздушной линии по формуле (4):

$$x_{*б.л.} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ВН}^2}, \quad (4)$$

где  $x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – протяженность линии, км;

$U_{ВН}$  – базисное напряжение на стороне ВН, кВ.

$$x_{*б.л.} = 0,4 \cdot 10,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,327 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем значения напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой в случае КЗ между обмотками ВН и НН по формуле (5) и в случае КЗ между обмотками НН по формуле (6):

$$U_{к.ВН} = u_{к.ВН-НН} - 0,25 \cdot u_{к.НН1-НН2} \quad (5)$$

$$U_{к.НН1} = U_{к.НН2} = 0,5 \cdot u_{к.НН1-НН2} \quad (6)$$

$$U_{к.ВН} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3\%$$

$$U_{к.НН1} = U_{к.НН2} = 0,5 \cdot 30 = 15\%$$

Определим значения сопротивления обмоток силового трансформатора на стороне ВН и НН по формулам (7) и (8) соответственно:

$$x_{*б.ТВН} = \frac{U_{к.ВН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}; \quad (7)$$

$$x_{*б.ТНН1} = x_{*б.ТНН2} = \frac{U_{к.НН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}; \quad (8)$$

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

$$x_{*б.ТВН} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 1,2 \text{ о. е.};$$
$$x_{*б.ТНН} = \frac{15}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 6 \text{ о. е.}$$

Далее определим значение результирующего сопротивления до точки короткого замыкания К1 согласно рисунку 9, используя формулу (9):

$$x_{*рез.К1} = x_{*б.с.} + x_{*б.л.} \quad (9)$$
$$x_{*рез.К1} = 0,8 + 0,327 = 1,127 \text{ о. е.}$$

Определим значение базисного значения тока в точке К1 по формуле (10):

$$I_{б.К1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б.ВН}} \quad (10)$$
$$I_{б.К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Так как точка короткого замыкания и энергосистема связаны, то действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трехфазном токе короткого замыкания для любого варианта можно считать постоянным т.е. равным  $I_{н.т.} = I_{н.т.} = \text{const}$ .

Определим действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке К1 используя формулу (11):

$$I_{п.о.К1} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез.К1}} \cdot I_{б.К1}, \quad (11)$$

где  $E''_{*б}$  – сверхпереходная ЭДС, о.е..

$$I_{п.о.К1} = \frac{1}{1,128} \cdot 5,02 = 4,456 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока короткого замыкания в точке К1 приняв значение ударного коэффициента равным 1,8 т.к. расчет ведется без учета активных сопротивлений по формуле (12):

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.К1} \cdot k_{уд.К1}; \quad (12)$$

где  $k_{уд.К1}$  – ударный коэффициент.

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 4,456 \cdot 1,8 = 11,343 \text{ кА.}$$

Далее проведем расчет токов короткого замыкания в точках К<sub>2</sub> и К<sub>3</sub> на стороне низкого напряжения. Так как схема подстанции симметрична то результаты результирующих сопротивлений и токов короткого замыкания будут равны.

Определим значение результирующего сопротивления в точке К<sub>2</sub>=К<sub>3</sub> по формуле (13) в соответствии со схемой замещения представленной на рисунке 9:

$$x_{*рез.К2} = x_{*рез.К3} = x_{*б.с.} + x_{*б.л.} + x_{*б.Твн} + x_{*б.Тнн}. \quad (13)$$

$$x_{*рез.К2} = x_{*рез.К3} = 0,8 + 0,327 + 1,2 + 6 = 8,327 \text{ о. е.}$$

Определим значение базисного значения тока в точке К<sub>2</sub>=К<sub>3</sub> по формуле (14):

$$I_{б.К2} = I_{б.К3} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б.НН}} \quad (14)$$

$$I_{б.К2} = I_{б.К3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА.}$$

Определим действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке  $K_2=K_3$  используя формулу (15):

$$I_{п.о.K2} = I_{п.о.K3} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез.K2}} \cdot I_{б.K2}, \quad (15)$$

$$I_{п.о.K2} = I_{п.о.K3} = \frac{1}{8,327} \cdot 54,99 = 6,604 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока короткого замыкания в точке  $K_2=K_3$  приняв значение ударного коэффициента равным 1,7 в соответствии [17] по формуле (16):

$$i_{уд.K2} = i_{уд.K3} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.K2} \cdot k_{уд.K2} \quad (16)$$

$$i_{уд.K1} = \sqrt{2} \cdot 6,604 \cdot 1,7 = 15,876 \text{ кА.}$$

Сведем полученные расчетным путем данные в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка	Результирующее сопротивление	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
$K_1$	1,127	4,456	11,343
$K_2=K_3$	8,327	6,604	15,876

## Вывод

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассчитаны токи короткого замыкания до и после силового трансформатора. Данные расчеты понадобятся в следующем пункте для выбора выключателя и трансформатора тока, а также в дальнейшем для проверки остального оборудования.

### **3 Выбор оборудования на замену**

В данном разделе выпускной квалификационной работы будет выбрано высоковольтное оборудование которое в последствии будет установлено на подстанции №22 «Западная» 110/10 кВ.

Так как в высоковольтные выключатели может быть установлен встроенный трансформатор тока то выбор оборудования будет проводиться в следующем порядке:

- Выбор выключателя;
- Выбор трансформатора тока;
- Выбор разъединителя.

#### **3.1 Выбор высоковольтного выключателя**

Выключатели предназначены для оперативных включений или отключений линии при нормальных или аварийных режимах работы.

Существуют различные типы выключателей с разными способами гашения дуги [15], [21]:

- Элегазовые выключатели;
- Вакуумные выключатели;
- Масляные выключатели;
- Воздушные выключатели;
- Электромагнитные выключатели;
- Газогенерирующие (автогазовые) выключатели.

Кратко рассмотрим каждый из видов выключателей.

В элегазовых выключателях в качестве изолирующей среды выступает шестифтористая сера (SF<sub>6</sub>) он же элегаз. При возникновении дуги она разлагает газ поступающего из колонок или баков в зависимости от исполнения и

снижается под действием возникающего давления. Такие выключатели массово выпускаются с 1980 годов на классы напряжения классов напряжения 6 – 1150 кВ.

Элегазовые выключатели имеют следующие положительные качества:

- Хорошие изоляционные свойства;
- Пожаро и взрывобезопасность;
- Тихая работа;
- Ресурс контактов до 5000 оперативных переключений.

Отрицательные качества элегазовых выключателей:

- Утечка элегаза от 0,5% и более от общего запаса в год;
- Опасность элегаза для человека;
- Ухудшение качества элегаза влияет на изоляционные свойства;
- Ухудшение работы при минусовой температуре.

Основные производители элегазовых выключателей в России: «Электроаппарат», «ЗЭТО» и другие.

Гашение дуги в вакуумных выключателях основано на диэлектрических свойствах вакуума. При отключении выключателя возникает дуга за счет плавления металла с поверхности контактов, при прохождении тока через «ноль» происходит восстановление диэлектрического промежутка и повторно дуга не возникает. Вакуумные выключатели производятся с 1970 года на напряжение 6 – 220 кВ.

К плюсам вакуумных выключателей можно отнести следующие качества:

- Отсутствие необходимости пополнения масла или элегаза;
- Взрыво и пожаробезопасность;
- Работа при температурах от -70 до +200 °С
- Быстродействие;
- Бесшумность.

К недостаткам вакуумных выключателей можно отнести:

- Сравнительно небольшие номинальные токи;
- Невысокая отключающая способность;
- Относительно малый ресурс контактов;

Основные производители вакуумных выключателей в России: «Высоковольтный союз», «Контакт» и другие.

В масляных выключателях средством изоляции и гашения дуги является масло. При размыкании контактов в баке возникает дуга, под действием высокой температуры дуги масло испаряется с выделением паров масла и образуется газовый пузырь высокого давления. Дега гасится путем охлаждения газов и парами масла. Масляные выключатели в России с 1930 годов на напряжение 6 – 220 кВ.

К достоинствам масляных выключателей можно отнести:

- Простота конструкции;
- Независимое от температуры качества работы.

К недостаткам можно отнести следующие пункты:

- Пожаро – взрывоопасность;
- Большие габариты;
- Практически не производятся;
- Необходимость пополнять масло в больших объемах.

Основными производителями масляных выключателей в России являются: «Разряд – М», «Эпромстрой» и другие.

В воздушных выключателях при возникновении дуги она сдувается в дугогасительную камеру путем поступления сжатого воздуха из дутьевых каналов. В дугогасительной камере дуга делится на мелкие части и гаснет. В России эксплуатируются с 1960 – 1970 годов на номинальное напряжение 20 – 750 кВ.

К достоинствам воздушных выключателей можно отнести:

- Высокая ремонтпригодность;
- Взрыво и пожаробезопасность.



К недостаткам воздушных выключателей можно отнести следующие параметры:

- Высокая стоимость и высокая стоимость монтажа;
- Шум;
- Необходимость в компрессорном оборудовании и его регулярном обслуживании;
- Большие габариты.

В электромагнитных выключателях при размыкании контактов возникает дуга и под действием своих сил поднимается к дугогасительным рогам, душка по рогам замыкает дугогасительную катушку которая усиливает магнитное поле которое ускоряет дугу, попадая на решетку дуга делится на множество малых частей и затухает. Электромагнитные выключатели изготавливаются на напряжение 6 – 20 кВ.

К достоинствам электромагнитных выключателей можно отнести:

- Большой ресурс;
- Отсутствие необходимости в масле, газе или сжатом воздухе;
- Взрыво и пожаробезопасность.

К недостаткам электромагнитных выключателей можно отнести следующие параметры:

- Ограниченный диапазон напряжений;
- Сложность конструкции.

У выключателей автогазового типа гашение дуги происходит за счет выделяющихся газов. При возникновении дуги, расположенное в дугогасительной камере покрытие из оргстекла под действием температуры дуги начинает разлагаться и выделять поток газа, который гасит дугу. Выключатели автогазового типа производятся на напряжение 6-10 кВ.

К достоинствам автогазовых выключателей можно отнести:

- Простота конструкции;
- Низкая стоимость и дешевизна обслуживания.

К недостаткам автогазовых выключателей можно отнести следующие параметры:

- Ограниченный ресурс обусловленный выгоранием газогенерирующего вещества;
- В данный момент практически не производится.

Далее необходимо определиться с типом высоковольтного выключателя основываясь на вышеописанной информации и требованиях, представленных для высоковольтных выключателей:

- Надежность и безопасность работы;
- Быстродействие;
- Удобство в обслуживании и ремонте;
- Простота монтажа;
- Бесшумность.

Так как реконструкция проводится на стороне высокого напряжения 110 кВ то выключатели автогазового и электромагнитного типа не подходят под установленные требования т.к. автогазовые выключатели практически не производятся в данный момент и рассчитаны на номинальное напряжение 6-10 кВ, электромагнитные выключатели также не подходят по классу нормального напряжения.

Из – за того что масляные выключатели взрыво и пожароопасны, требуют смены масла и практически не эксплуатируются на классах напряжений свыше 35 кВ также не подходят для установки.

Так как реконструируемая подстанция находится в городе близ жилых домов одним из важных пунктов является сохранение уровня шума, исходящего от подстанции в рамках нормы. Определим значение уровня шума в 140 метрах от подстанции до ближайшего жилого дома используя формулу (17) в соответствии с [14]:

$$L = L_w - 15 \lg(r) - 10 \lg(\Phi) - \frac{\beta_a \cdot r}{1000} - 10 \lg(\Omega); \quad (17)$$

где  $L_w$  – уровень шума источника [5], дБ;

$r$  – расстояние от источника шума до расчетной точки, м;

$\Phi$  – фактор направленности источника звука (для равномерного пространства  $\Phi=1$ );

$\beta_a$  – затухание звука в атмосфере, определяется по таблице 5 СНиП 23-03-2003, дБ/м

$\Omega$  – пространственный угол излучения источника, определяются по таблице 5 СНиП 23-03-2003, рад.

$$L = 135 - 15 \lg(140) \cdot 10 \lg(1) - \frac{48 \cdot 140}{1000} - 10 \lg(4\pi) = 102,97 \text{ дБ.}$$

Определенный нормами уровень шума для жилых помещений не должен превышать 55 дБ в дневное время суток и 40 дБ в ночное время суток в соответствии с СНиП 23-03-2003 таблица 1.

По итогам отсеивания неподходящих вариантов остаются 2 типа выключателей: элегазовый и вакуумный.

Проведем проверку каждого из оставшихся типа выключателей. Для проверки выбраны вакуумный выключатель ВРС – 110 [6] производства «Высоковольтный союз» и элегазовый выключатель ВЭБ – 110 [3] производства «УЭТМ». Технические характеристики выключателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические параметры проверяемых выключателей

№	Параметр	ВРС	ВЭБ
1	2	3	4
1	Номинальное напряжение, кВ	110	110
2	Номинальный ток, А	2500	2500
3	Номинальный ток отключения, кА	31,5	40
4	Нормированные параметры тока включения, кА: а) начальное действующее значения периодической составляющей; б) наибольший пик.	31,5 81	40 102

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
5	Нормированные параметры сквозного тока короткого замыкания, кА: а) ток электродинамической стойкости; б) ток термической стойкости (3 с); в) начальное действующее значение периодической составляющей.	81 31,5 40	102 40 40
6	Нормированное процентное содержание апериодической составляющей, % не более	40	40
7	Собственное время включения, мс, не более	80	7
8	Собственное время отключения, мс, не более	32	35
9	Полное время отключения, мс, не более	47	55

Проверка выключателей проводится по следующим пунктам:

Номинальное напряжение (формула (18)):

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.пр}} \quad (18)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ

$U_{\text{ном.пр}}$  – номинальное напряжение оборудования, кВ.

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

Номинальный длительный ток:

Рассчитаем значение рабочего и максимального тока по формулам (19)

и (20) соответственно:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

где –  $S_{\text{т.ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$$I_{\text{раб}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}}, \quad (20)$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot 131,2 = 183,7 \text{ А.}$$

Проведем сравнение рассчитанных данных по формулам (21) и (22):

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (21)$$

$$131,2 \text{ А} \leq 2500 \text{ А.}$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (22)$$

$$183,7 \text{ А} \leq 2500 \text{ А.}$$

Отключающая способность:

Симметричный ток отключения (формула (23)):

$$I_{n.\tau} = I_{n.0} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (23)$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения, кА.

$$4,456 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

Отключение апериодической составляющей тока к.з.:

Рассчитаем значение апериодической составляющей тока к.з. по формуле (24):

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot e^{-\frac{(t_{p.z.} + t_{c.v.})}{T_a}}, \quad (24)$$

где  $t_{p.z.}$  – время действия релейной защиты равное 0,01 с;

$t_{c.v.}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,456 \cdot e^{-\frac{(0,01+0,032)}{0,03}} = 1,554 \text{ кА.}$$

Рассчитаем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе по формуле (25):

$$i_{a.\text{НОМ}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} \right) \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}, \quad (25)$$

где  $\beta_{\text{НОМ}}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей, %.

$$i_{a.\text{НОМ}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА.}$$

Проведем сравнение рассчитанных параметров по формуле (26):

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}} \quad (26)$$
$$1,554 \text{ кА} \leq 17,819 \text{ кА.}$$

По включающей способности формулы (27) и (28):

$$I_{n.0} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (27)$$

где  $I_{\text{НОМ.ВКЛ}}$  – номинальный ток включения, кА;

$$4,456 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (28)$$

$$11,343 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА.}$$

Предельный сквозной ток короткого замыкания – электродинамическая стойкость (формула (29)):

$$I_{n.0} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (29)$$

где  $I_{пр.с.}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з., кА.

$$4,456 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА},$$

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (30)$$

где  $I_{дин}$  – ток электродинамической стойкости, кА.

$$11,343 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс – термическая стойкость:

Рассчитаем значение интеграла Джоуля по формуле 31:

$$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{п.откл} + t_{рз} + T_a), \quad (31)$$

где  $t_{п.откл}$  – время полного отключения выключателя, с.

$$B_k = (4,456 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,047 + 0,01 + 0,03) = 1,728 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Проведем проверку по термической стойкости (формула (32)):

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot (t_{п.откл} + t_{рз}), \quad (32)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости, кА.

$$1,728 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с} \leq (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,047 + 0,01)$$

$$1,728 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с} \leq 56,558 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Параметры элегазового выключателя ВГТ рассчитаем по аналогии. Результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты проверки выключателей

№	Условие выбора	ВРС		ВГТ	
		Расчетные данные	Каталожные данные	Расчетные данные	Каталожные данные
1	$U_{ном} \leq U_{ном.пр}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.пр} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.пр} = 110 \text{ кВ}$
2	$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб} = 131,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} = 131,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
3	$I_{макс} \leq I_{ном}$	$I_{макс} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
4	$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{п.т} = 4,456 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.т} = 4,456 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
5	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$	$i_{а.т} = 1,554 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 17,809 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 1,406 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \text{кА}$
6	$I_{п.0} \leq I_{вкл.ном}$	$I_{п.0} = 4,456 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} = 4,456 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 40$
7	$i_{уд} \leq I_{вкл.ном}$	$i_{уд} = 11,343 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,343 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 102$
8	$I_{п.0} \leq I_{пр.с}$	$I_{п.0} = 4,456 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} = 4,456 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 40$
9	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 11,343 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,343 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102$
10	$V_{к.расч} \leq V_{к.выкл}$	$V_{к.расч} = 1,728 \cdot 10^6 \text{ А}\cdot\text{с}$	$V_{к.выкл} = 56,558 \cdot 10^6 \text{ А}\cdot\text{с}$	$V_{к.расч} = 2,383 \cdot 10^6 \text{ А}\cdot\text{с}$	$V_{к.выкл} = 94,26 \cdot 10^6 \text{ А}\cdot\text{с}$

По результатам проверок для установки выключателя подходят оба выключателя. Проведем сравнение по дополнительным параметрам. В таблице 9 представлены дополнительные параметры сравниваемых выключателей.

Таблица 9 – Дополнительные параметры выключателя

№	Параметр	ВРС	ВЭБ
1	Коммутационный ресурс при номинальных токах, циклов.	10000	5000
2	Стоимость, руб.	3.200.000	4.800.000
3	Наличие встроенного трансформатора тока, есть/нет.	нет	есть
4	Проведение технического обслуживания, раз в, лет.	7	5
5	Срок службы до первого ремонта, лет.	25	25
6	Срок службы не менее, лет.	30	40
7	Рабочая температура, °С.	+50, -60	+50, -55

По данным таблицы 9 можно сделать вывод что вакуумный выключатель ВРС изначально дешевле и имеет больший коммутационный ресурс, однако не имеет встроенного трансформатора тока и имеет меньший срок службы. При выборе трансформатора тока суммарная стоимость выключателя с трансформатором тока будет примерно равна, также стоит учитывать дополнительные затраты на монтажные работы трансформатора тока.



По итогам проверки и сравнения выключателей элегазовый выключатель имеет лучшие качества.

Также элегазовые выключатели более распространены в России что говорит о большем количестве компаний работающих с таким типом выключателей.

По результатам проведенных проверок для установки на подстанции выбран элегазовый выключатель ВЭБ – 110 кВ производимый компанией «УЭТМ».

## 1.2 Выбор трансформатора тока

Как было описано в подпункте 3.1 выбранный выключатель имеет встроенный трансформатор тока [22].

Паспортные данные трансформатора тока представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Паспортные данные трансформатора тока

№	Параметр	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Номинальный ток, А	300
3	Номинальный ток вторичной обмотки, А	5
4	Количество вторичных обмоток	4
5	Класс точности Для измерений Для защиты	0,2; 0,5 5P; 10P
6	Нагрузка вторичной обмотки, ВА Для измерений Для защиты	50 30
7	Ток термической стойкости (3 сек), кА	40
8	Ток электродинамической стойкости, кА	102
9	Коэффициент активной мощности	0,8

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по следующим параметрам:

Номинальное напряжение (формула (33)):

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{НОМ.ТТ}} \quad (33)$$

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

Номинальный длительный ток:

Рассчитаем значение рабочего тока по формуле (34):

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А}$$

Проведем сравнение расчетных и паспортных данных (формула (35)):

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ.ТТ}} \quad (35)$$

$$131,2 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

Номинальный ток измерительного трансформатора тока выбирается максимально близким к расчетному значению, т.к. недогрузка может привести возникновению погрешности показаний.

Электродинамическая стойкость (формула (36)):

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.ТТ}}, \quad (36)$$

$$11,343 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

Рассчитаем значение интеграла Джоуля по формуле 37:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.0}}^2 \cdot (t_{\text{п.откл}} + t_{\text{рз}} + T_{\text{а}}), \quad (37)$$

$$B_{\text{к}} = (4,456 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,047 + 0,01 + 0,03) = 2,383 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Проведем проверку по термической стойкости (формула (38)):

$$B_k \leq I_{\text{тер.ТТ}}^2 \cdot t_T, \quad (38)$$
$$2,383 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с} \leq (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 \text{ А} \cdot \text{с}$$
$$2,383 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с} \leq 4800 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Конструкция и класс точности: встроенный в выключатель трансформатор тока, класс точности измерительных обмоток: 0,2 и 0,5; класс точности обмоток для защиты: 5Р и 10Р.

Вторичная нагрузка:

Рассчитаем номинальное полное сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока используя формулу (39):

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (39)$$

где  $S_2$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки, В·А;

$I_2$  – номинальный ток вторичной обмотки, А.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}.$$

Так как индуктивное сопротивление токовой цепи пренебрежимо мало то полное сопротивление равно активному сопротивлению.

Во вторичную обмотку будет установлен только трехфазный цифровой амперметр характеристики амперметра АД-963 представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики амперметра

Название	Тип	Количество	Полная мощность, ВА
Амперметр	АД-963	1	6

Рассчитаем сопротивление амперметра используя формулу (40):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (40)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление провода используя формулу (41):

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (41)$$

где  $R_{\text{к}}$  – сопротивление контактов равное 0,05 Ом.

$$R_{\text{пр}} \leq 2 - 0,24 - 0,05;$$

$$R_{\text{пр}} \leq 1,71.$$

Рассчитаем сечение медного провода используя формулу (42):

$$s = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}; \quad (42)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление медного провода 2,5 мм, Ом·мм<sup>2</sup>/м

$l$  – длина провода зависит от схемы соединения приборов к обмоткам трансформатора. в данном случае схема соединения полная звезда. Рекомендованная длина провода составляет от 75 до 100 метров.

$$s = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,71} = 1,24 \text{ мм}^2$$

Так как минимально допустимое сечение медных проводов составляет 2,5 мм<sup>2</sup> то сечение проводов примем также 2,5 мм<sup>2</sup>.

Сведем результаты расчетов и проверки параметров трансформатора тока в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты проверки трансформатор тока

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
1	$U_{ном} \leq U_{ном.ТТ}$	110 кВ	110 кВ
2	$I_{раб} \leq I_{ном}$	131,2 А	300 А
3	$I_{уд} \leq I_{дин}$	11,343 кА	102 кА
4	$B_{к,расч} \leq B_{кТТ}$	$2,383 \cdot 10^6$ А·с	$1200 \cdot 10^6$ А·с
5	$R_{пр} \leq 1,71, \text{ Ом}; R_k = 0,05, \text{ Ом}; R_{пр} = 0,24, Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом},$ медный провод сечением 2,5 мм <sup>2</sup> .		

### 1.3 Выбор разъединителя

Для установки разъединителя необходимо провести его проверку. Для установки выбран разъединитель РГ, горизонтально поворотного типа, выпускаемого заводом электротехнического оборудования «ЗЭТО» [7].

Технические характеристики разъединителя взяты с сайта производителя и представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические параметры разъединителя

№	Параметр	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Номинальный ток, А	1000
3	Ток электродинамической стойкости, кА	80
4	ток термической стойкости (3 сек), кА	31,5

Проведем проверку выбранного разъединителя по следующим параметрам:

- 1) Номинальное напряжение (формула (43)):

$$U_{ном} \leq U_{ном.Р}, \quad (43)$$

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

- 2) Номинальный длительный ток:

Рассчитаем значение рабочего тока по формуле (44):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (44)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А}$$

Проведем сравнение расчетного и паспортного тока (формула 45)):

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном.р}} \quad (45)$$

$$131,2 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

3) Электродинамическая стойкость (формула (46)):

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.р}} \quad (46)$$

$$11,343 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

4) Термическая стойкость:

Рассчитаем значение интеграла Джоуля по формуле (47):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{п.откл}} + t_{\text{рз}} + T_{\text{а}}) \quad (47)$$

$$B_{\text{к}} = (4,456 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,055 + 0,01 + 0,03) = 2,348 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Проведем проверку по термической стойкости (формула (48)):

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot (t_{\text{п.откл}} + t_{\text{рз}}), \quad (48)$$

$$1,728 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с} \leq (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,047 + 0,01)$$

$$1,728 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с} \leq 56,558 \cdot 10^6 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Сведем результаты проверки разъединителя в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты проверки разъединителя

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
1	$U_{ном} \leq U_{ном.P}$	110 кВ	110 кВ
2	$I_{раб} \leq I_{ном.P}$	131,2 А	1000 А
3	$I_{уд} \leq I_{дин.P}$	11,343 кА	80 кА
4	$B_{к.расч} \leq B_{к.P}$	$2,383 \cdot 10^6$ А·с	$56,558 \cdot 10^6$ А·с

#### 1.4 Расчет экономических затрат

В данном пункте будет произведен расчет затрат денежных средств, направленных на покупку, доставку и монтаж выбранного в предыдущих пунктах оборудования.

Начнем расчет с разъединителя РГ. Рассчитаем затраты на покупку доставку и монтаж разъединителя по формуле (49):

$$S_{p.p} = S_p \cdot n_p + S_{д.p} \cdot n_p + S_p \cdot k_m \cdot n_p, \quad (49)$$

где  $S_p$  – стоимость разъединителя, тыс. руб.;

$n_p$  – количество разъединителей, шт;

$S_{д.p}$  – стоимость доставки разъединителя, доставка осуществляется посредством транспортной компании, тыс. руб.;

$k_m$  – стоимость монтажа стоит от 20 до 40% от стоимости оборудования, тыс. руб.

$$S_{p.p} = 500 \cdot 2 + 69,8 \cdot 2 + 500 \cdot 0,2 \cdot 2 = 1339,6 \text{ тыс. руб}$$

Рассчитаем затраты на покупку доставку и монтаж выключателя ВЭБ по формуле (50):

$$S_{p.в} = S_B \cdot n_B + S_{д.в} \cdot n_B + S_B \cdot k_m \cdot n_B, \quad (50)$$

где  $S_B$  – стоимость выключателя, тыс. руб.;

$n_B$  – количество выключателей, шт.;

$$S_{p.B} = 4800 \cdot 2 + 195 \cdot 2 + 4800 \cdot 0,2 \cdot 2 = 11910 \text{ тыс. руб}$$

Рассчитаем суммарные затраты на оборудование по формуле 51:

$$S_{\Sigma} = S_{p.p} + S_{p.B} \quad (51)$$

$$S_{\Sigma} = 1339,6 + 11910 = 13,249,6.$$

### **Вывод**

Рассмотрев основные виды выключателей было принято решение рассмотреть вакуумный ВРС и элегазовый ВЭБ. По результатам проведенной проверки было отдано предпочтение выключателю ВЭБ из-за его лучших качеств и встроенного трансформатора тока.

Дополнительно были рассчитаны затраты, направленные на закуп, доставку и монтаж выбранного оборудования. по результатам расчета потребуется 13,25 млн руб.



## 2 Расчет релейной защиты

Релейная защита подстанции один из важнейших элементов любой подстанции. Для защиты силового трансформатора принимаются следующие виды защит: токовая отсечка (ТО), максимальная токовая защита (МТЗ), дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) и газовая защита [20].

Проведем расчет всех видов защит трансформатора кроме газовой защиты. Защита будет построена на базе микропроцессорного устройства управления «Сириус», продукция «Радиус автоматика».

Для ТО и МТЗ выбран «Сириус – УВ», используется для защиты воздушных линий или силового трансформатора напряжением 35-220 кВ [2].

Для ДЗТ выбран «Сириус–ТЗ» используется для трехобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой по типу ТРДН [1].

Определим значения общих параметров необходимых для проведения расчетов вышеописанных видов защит в соответствии с [13].

Проведем расчет номинальных токов на стороне ВН и НН по формулам (52) и (53) соответственно:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (52)$$

$$I_{1НН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{НН}} \quad (53)$$

$$I_{1ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ А}$$
$$I_{1НН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10,5} = 687,32 \text{ А}$$

Определим коэффициенты трансформации трансформатора тока для стороны ВН и НН по формулам (54) и (55) соответственно:

$$k_{Т.ВН} = \frac{I_{1ВН}}{I_{2ВН}} \quad (54)$$

$$k_{Т.НН} = \frac{I_{1НН}}{I_{2НН}} \quad (55)$$

$$k_{Т.ВН} = \frac{300}{5} = 60$$

$$k_{Т.НН} = \frac{800}{5} = 160$$

Определим значение сопротивления системы по формуле (56):

$$x_c = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}} \quad (56)$$

$$x_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,456} = 14,9 \text{ Ом}$$

Определим значение сопротивления трансформатора по формуле (57):

$$x_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{Т.НОМ}} \quad (57)$$

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,55 \text{ Ом}$$

Определим значение суммарного сопротивления по формуле (58):

$$x_{\Sigma} = x_c + x_T + x_L \quad (58)$$

$$x_{\Sigma} = 14,9 + 55,55 + 0,4 \cdot 7 = 73,25 \text{ Ом}$$

Определим значение максимального внешних КЗ на стороне ВН по формуле (59):

$$I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{рег}}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} \quad (59)$$

где  $\Delta U_{\text{рег}}$  – диапазон регулирования РПН, %,

$$I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}}^{(3)} = \frac{115 \cdot \left(1 - \frac{16}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot 73,25} = 0,76 \text{ кА}$$

Определим значение максимального КЗ на стороне НН по формуле (60):

$$I_{\text{КЗ.НН.МАКС}}^{(3)} = I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{рег}}}{100}\right)}{U_{\text{НН}}} \quad (60)$$

$$I_{\text{КЗ.НН.МАКС}}^{(3)} = 0,76 \cdot \frac{115 \cdot \left(1 - \frac{16}{100}\right)}{10,5} = 6,992 \text{ кА}$$

#### 4.1 Расчет уставок токовой отсечки (ТО)

Отстройка от тока КЗ рассчитывается по формуле (61):

$$I_{\text{сз1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}}^{(3)} \quad (61)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки,

$$I_{\text{сз1}} = 1,2 \cdot 760 = 912 \text{ А}$$

Проведем расчет отстройки от номинального значения тока по формуле (62):

$$I_{\text{сз2}} = k_{\text{бр}} \cdot I_{1\text{ВН}} \quad (62)$$

где  $k_{\text{бр}}$  – коэффициент броска тока

$$I_{\text{сз2}} = 2,5 \cdot 125,51 = 313,777 \text{ А}$$

За ток срабатывания реле берем большее значение 912 А. Определим значение тока срабатывания реле по формуле (63):

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз1}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{т.ВН}}} \quad (63)$$
$$I_{\text{ср}} = \frac{912 \cdot \sqrt{3}}{60} = 26,33 \text{ А}$$

Определим значение коэффициента чувствительности по формуле (64):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.нн.макс}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} \cdot 0,5}{I_{\text{сз1}}} \quad (64)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{6992 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,5}{912} = 6,64$$

## 2.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ)

Определим значение тока срабатывания защиты по формуле (65):

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot 1,4 \cdot I_{1\text{ВН}}}{k_{\text{в}}} \quad (65)$$

где  $k_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска двигателя;

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент самозапуска двигателя,

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 125,51}{0,98} = 215,16 \text{ А}$$

Определим значение тока срабатывания реле по формуле (66):

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}}{k_{т.ВН}} \quad (66)$$

$$I_{c.p.} = \frac{215,16 \cdot \sqrt{3}}{60} = 6,21A$$

Определим значение коэффициента чувствительности МТЗ по формуле (67):

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.ВН.макс}^{(3)}}{I_{c.з.}} \quad (67)$$

$$k_{ч} = \frac{760}{215,16} = 3,53$$

Рассчитаем уставку по времени для МТЗ по формуле (68):

$$t_{уст} = t_{треб} + \Delta t \quad (68)$$

где  $t_{треб}$  – требуемое максимальное время отключения для предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности согласно рекомендации, для терминалов «Сириус», с.

$$t_{уст} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с}$$

### 2.3 Расчет уставок дифференциальная защита трансформатора

Определим значение вторичного тока в плечах защиты для стороны ВН и НН по формулам (69) и (70) соответственно:

$$I_{ном2ВН} = \frac{I_{1ВН} \cdot k_{cx}}{k_{т.ВН}} \quad (69)$$

$$I_{ном2НН} = \frac{I_{1НН} \cdot k_{cx}}{k_{т.НН}} \quad (70)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы.

$$I_{ном2ВН} = \frac{125,51 \cdot \sqrt{3}}{60} = 3,623 \text{ А}$$

$$I_{ном2ВН} = \frac{687,32 \cdot 1}{160} = 4,296 \text{ А}$$

Принятые значения уставок выбираем 3,62 А для ВН и 4,30 А для НН. Расчетные значения должны входить в диапазон от 0,15 до 30,00.

Расчет уставки чувствительной тормозной характеристики.

Проведем расчет тока небаланса при протекании тока равному номинальному в относительных единицах, при регулировки РПН 4% по формуле (71):

$$I_{НБ.расч*} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{доб} \quad (71)$$

где  $k_{пер}$  – коэффициент учитывающий переходные режимы;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности;

$\varepsilon$  – относительное значение погрешности трансформатора тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{доб}$  – добавочный коэффициент учитывающий метрологическую погрешность.

$$I_{НБ.расч*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28 \text{ о. е.}$$

Определим значение уставки срабатывания в относительных единицах используя формулу (72):

$$I_{с.ое} = k_{отс} \cdot I_{НБ.расч*} \quad (72)$$

$$I_{с.ое} = 1,2 \cdot 0,28 = 0,336 \text{ о. е.}$$

Определим значение коэффициента снижения тормозного тока по формуле (73):

$$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч*}}} \quad (73)$$
$$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,336} = 0,775$$

Определим значение коэффициента тормозного тока в процентах по формуле (74):

$$k_{\text{торм}} = 100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НБ.расч*}}}{k_{\text{сн.т}}} \quad (74)$$
$$k_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,28}{0,775} = 43 \%$$

Значение уставки вторичной точки излома выбирается из диапазона (1-2)  $I_{\text{ном}}$ , принимаем значение 2  $I_{\text{ном}}$ . Значение уставки блокировки по второй гармонике выбирается в диапазоне от 0,06 до 0,20 выбираем среднее значение 0,13.

Расчет уставок грубой тормозной характеристики.

Проведем расчет тока небаланса при протекании тока в относительных единицах равному номинальному по формуле (75):

$$I_{\text{НБ.расч*}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{доб}} \quad (75)$$

где  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент учитывающий переходные режимы;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности;

$\varepsilon$  – относительное значение погрешности трансформатора тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{\text{доб}}$  – добавочный коэффициент учитывающий метрологическую погрешность.

$$I_{\text{НБ.расч}^*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4 \text{ о. е.}$$

Определим значение уставки срабатывания в относительных единицах используя формулу (76):

$$I_{\text{с.ое}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ.расч}^*} \quad (76)$$

$$I_{\text{с.ое}} = 1,2 \cdot 0,4 = 0,48 \text{ о. е.}$$

Определим значение коэффициента снижения тормозного тока по формуле (77):

$$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч}^*}} \quad (77)$$

$$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,775$$

Определим значение коэффициента тормозного тока в процентах по формуле (78):

$$k_{\text{торм}} = 100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НБ.расч}^*}}{k_{\text{сн.т}}} \quad (78)$$

$$k_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,4}{0,775} = 62 \%$$

Значение уставки вторичной точки излома выбирается из диапазона (1-2)  $I_{\text{НОМ}}$ , принимаем значение  $2 I_{\text{НОМ}}$ .

рассчитаем ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора в о.е. по формуле (79):

$$I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}^*}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}}^{(3)}}{I_{1\text{ВН}}} \quad (79)$$

$$I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}^*}^{(3)} = \frac{0,76 \cdot 10^3}{125,51} = 5,816 \text{ о. е.}$$



Определим значение тока небаланса при максимальном внешнем трех-фазном КЗ используя формулу (80):

$$I_{\text{нб}} = k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}^{(3)} \quad (80)$$

$$I_{\text{нб}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 5,816 = 4,362$$

Значение уставки должно быть больше расчетного тока небаланса поэтому выбираем значение в диапазоне (4–30), выбираем 5.

Определим значение коэффициента чувствительности по формуле (81):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.вн.макс}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{0,5 \cdot I_{1\text{ВН}}} \quad (81)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{760 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{0,5 \cdot 125,51} = 10,74$$

## Вывод

По результатам данного пункта выбрана и проверена система релейной защиты силового трансформатора, расчетные проверочные значения удовлетворяют условиям. Расчетные токи уставок должны быть в диапазоне от 0,4 до 30А. Для ТО расчетный коэффициент чувствительности больше 1,2, для МТЗ больше 1,5, для ДЗТ больше 2.

### 3 Расчет защитного заземления подстанции

Вследствие проведенной реконструкции были увеличены ее размеры, а, следовательно, и площадь. В данном разделе будет проведен расчет заземления подстанции [8].

В таблице 15 представлены данные необходимые для проведения расчетов защитного заземления.

Таблица 15 – Параметры подстанции

№	Параметр	Значение
1	Длина, м	80
2	Ширина, м	64
3	Площадь, м <sup>2</sup>	5120
4	Время срабатывания релейной защиты, с	0,01
5	Время отключения выключателя, с	0,055
6	Вид грунта	Суглинок
7	Удельная плотность грунта, Ом·м	80

Определим значение коэффициента прикосновения по формуле (82):

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{г}}}, \quad (82)$$

где  $R_{\text{ч}}$  – сопротивление человека, Ом;

$R_{\text{г}}$  – сопротивление грунта, Ом,

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 80} = 0,87.$$

Определим значение коэффициента напряжения прикосновения используя формулу (83):

$$K_{\text{пр}} = \frac{k_{\text{упл}} \cdot \beta}{\left(\frac{h_{\text{в}} \cdot a \cdot l_{\text{в}}}{l_{\text{в}} \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (83)$$

где  $k_{\text{упл}}$  – коэффициент уплотнения, выбирается по коэффициенту прикосновения;

$h_{\text{в}}$  – высота вертикального заземлителя, м;

$l_{\text{в}}$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$a$  – длина подстанции, м;

$S$  – площадь подстанции, м<sup>2</sup>.

$$k_{\text{пр}} = \frac{0,4 \cdot 0,87}{\left(\frac{6,5 \cdot 80 \cdot 8}{8 \cdot \sqrt{5120}}\right)^{0,45}} = 0,152$$

Определим значение напряжения на заземлителе используя формулу (84):

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{доп.пр}}}{k_{\text{пр}}} \quad (84)$$

где  $U_{\text{доп.пр}}$  – допустимое напряжение прикосновения, в соответствии с ГОСТ 12.1.038–82 при воздействии тока в течении 0,01 – 0,08, В

$$U_{\text{з}} = \frac{550}{0,152} = 3,625 \cdot 10^3 \text{ В,}$$

Согласно ПУЭ 1.7.89 [11] напряжение на заземлителе не должно превышать 10 кВ. Данное условие выполняется т.к. расчетное значения напряжения на заземлителе меньше вышеописанного значения.

Рассчитаем количество число ячеек расчётной модели используя формулу (85):

$$m = \frac{a \cdot l_B}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (85)$$

$$m = \frac{80 \cdot 8}{2 \cdot \sqrt{5120}} = 3,47$$

Округляем расчетное значение к ближайшему большему. Приравняем число ячеек расчетной модели к 4.

Определим длину горизонтальных полос в расчетной модели заземления используя формулу (86):

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (86)$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{5120} \cdot (4 + 1) = 715,54 \text{ м}$$

Определим значение длины стороны ячейки по формуле (87):

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (87)$$

$$b = \frac{\sqrt{5120}}{4} = 20,61 \text{ м}$$

Определим число вертикальных заземлителей используя формулу (88):

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{h_B} \quad (88)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{5120} \cdot 4}{6,5} = 44$$

Определим общую длину вертикальных разрядников по формуле (89):

$$L_B = n_B \cdot h_B \quad (89)$$

$$L_B = 44 \cdot 6,5 = 377 \text{ м}$$

Определим относительную глубину погружения вертикальных заземлителей используя формулу (90):

$$h_{\text{гл.отн}} = \frac{h_{\text{в}} + h_{\text{гл}}}{\sqrt{S}} \quad (90)$$

где  $h_{\text{гл}}$  – начальная глубина вертикального заземлителя относительно поверхности грунта.

$$h_{\text{гл.отн}} = \frac{6,5 + 0,5}{\sqrt{5120}} = 0,098$$

Определим суммарное значение сопротивления модели заземлителя используя формулу (91):

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot h_{\text{гл.отн}}) \cdot \frac{R_{\text{г}}}{\sqrt{S}} + \frac{R_{\text{г}}}{L'_{\text{г}} + L_{\text{в}}} \quad (91)$$

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot 0,098) \cdot \frac{80}{\sqrt{5120}} + \frac{80}{715,54 + 377} = 0,478 \text{ Ом}$$

## **Вывод**

По проведенным расчетам можно сделать вывод что данная модель заземления пригодна для использования и удовлетворяет условию сопротивления, согласно ПУЭ 1.7.90 сопротивление растеканию тока не должно превышать 0,5 Ом для подстанции 110 кВ.

#### 4 Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты от молний на подстанции «Западная» используются стержневые молниеотводы, в количестве четырех штук, установленных на порталах на стороне 110 кВ, расчет проводится в соответствии с [8],[9] и [18].

В таблице 16 представлены данные необходимые для расчета молниезащиты.

Таблица 16 – Параметры подстанции для грозозащиты

Длина подстанции, м	Ширина подстанции, м	Высота самого высокого объекта подстанции, м	Расстояние между ближними молниеотводами, м	Расстояние между дальними молниеотводами, м
80	62	7	22,6	32,6

Определим максимальное допустимое расстояние между молниеотводами используя формулу (92):

$$L = \sqrt{L_1^2 + L_2^2}, \quad (92)$$

где  $L_1$  – расстояние между ближними молниеотводами, м;

$L_2$  – расстояние между дальними молниеотводами, м;

$$L = \sqrt{22,6^2 + 32,6^2} = 39,67 \text{ м.}$$

Для молниеотводов высотой менее 30 должно выполняться условие (формула (93)):

$$L \leq 8 \cdot (h - h_x) \leq 8 \cdot h_a \quad (93)$$

где  $h$  – минимальная высота молниеотвода, м;

$h_x$  – высота самого высокого объекта подстанции, м;

$h_a$  – превышение высоты молниеотвода над высоким объектом, м.

Из выражения (53) следует что минимальное превышение высоты молниеотвода над самым высоким объектом рассчитывается по формуле (94):

$$h_a \geq \frac{L}{8} \quad (94)$$
$$h_a \geq \frac{39,67}{8} = 4,958.$$

Определим минимальное полное значение высоты молниеотвода по формуле (95):

$$h = h_a + h_x, \quad (95)$$
$$h = 4,958 + 7 = 11,958 \text{ м}$$

Действительное значение полной высоты молниеотвода составляет примерно 18,85 м, в дальнейшем примем значение  $h$  равным действительному значению.

Проведем расчет границ зоны защиты. Высота вершины конуса защиты молниеотвода определяется по формуле (96):

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (96)$$
$$h_0 = 0,92 \cdot 18,85 = 17,387 \text{ м}$$

Определим радиус защиты на высоте защищаемого объекта используя формулу (97):

$$r_x = 1,5 \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right) \quad (97)$$
$$r_x = 1,5 \cdot \left( 19,2 - \frac{7}{0,92} \right) = 17,387 \text{ м}$$

Определим радиус защиты на уровне грунта по формуле (98):

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (98)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 18 = 28,285 \text{ м}$$

Определим высоту средней части попарно взятых близких и дальних молниеотводов по формулам (99) и (10) соответственно:

$$h_{min1} = h_0 - 0,14 \cdot (L_1 - h); \quad (99)$$

$$h_{min2} = h_0 - 0,14 \cdot (L_2 - h); \quad (100)$$

где  $L_1$  – расстояние между ближними молниеотводами, м;

$L_2$  – расстояние между дальними молниеотводами, м.

$$h_{min1} = 17,387 - 0,14 \cdot (22,6 - 18,85) = 16,817 \text{ м},$$

$$h_{min2} = 17,387 - 0,14 \cdot (32,6 - 18,85) = 15,417 \text{ м}.$$

Ширина средней части зоны попарных молниеотводов на уровне грунта равняется радиусу защиты на уровне грунта т.е. 27 м.

Определим значение зоны попарно взятых ближних и дальних молниеотводов на уровне защищаемого объекта по формулам (101) и (102) соответственно:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \left( \frac{h_{min1} - h_x}{h_{min1}} \right), \quad (101)$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \left( \frac{h_{min2} - h_x}{h_{min2}} \right), \quad (102)$$

$$r_{cx1} = 28,8 \cdot \left( \frac{16,817 - 7}{16,817} \right) = 17,071 \text{ м},$$

$$r_{cx2} = 28,8 \cdot \left( \frac{15,417 - 7}{15,417} \right) = 16,031 \text{ м}.$$

Определим надежность защиты подстанции.



Определим количество ударов молний, попадающих в подстанцию течение года с учетом количества грозových часов в регионе (от 20 до 40 часов) по формуле (103):

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot h) \cdot (b + 10 \cdot h) \cdot 10^{-6} \quad (103)$$

где  $n$  – количество грозových часов в году, ч;

$a$  – длинна подстанции, м;

$b$  – ширина подстанции, м.

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (80 + 10 \cdot 18,85) \cdot (64 + 10 \cdot 18,85) \cdot 10^{-6} = 0,161$$

Определим количество отключений подстанции из-за попаданий молнии по формуле (104):

$$\gamma = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g; \quad (104)$$

$$\gamma = 0,166 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 7,684 \cdot 10^{-5}$$

Определим показатель грозоупорности по формуле (105):

$$m = \frac{1}{\gamma}, \quad (105)$$

$$m = \frac{1}{7,684 \cdot 10^{-6}} = 1,301 \cdot 10^4 \text{ лет}$$

### **Вывод**

Вследствие реконструкции общая площадь подстанции увеличилась до 5120м<sup>2</sup> и для проверки ее пригодности проведен расчет по результатам которого можно сделать вывод что молниезащита покрывает все оборудование подстанции и прослужит 13910 лет.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе проведен анализ существующего оборудования, установленного на подстанции и потребителей электроэнергии, получающих питание от подстанции. Оценив текущее положение было принято решение увеличения надежности подстанции путем изменения электрической схемы подстанции на стороне 110 кВ.

Для повышения надёжности проведена принято решение о замене группы короткозамкатель отделитель на высоковольтный выключатель. Короткозамкатели и отделители не производятся и запрещены рассмотрения установки на ново проектируемых подстанция из-за их существенных минусов.

Для выбора оборудования произведен расчет токов короткого замыкания на стороне 110 и 10 кВ. Параметры выбранного оборудования применялись для расчета пригодности выбираемого оборудования.

Для замены были рассмотрены 2 виды выключателей вакуумный выключатель ВРС и элегазовый выключатель ВЭБ. По проведенным расчетам параметров выключателей и рассмотрев преимущества и недостатки каждого вида выключателей было принято решение установить баковый элегазовый выключатель ВЭБ с встроенным трансформатором тока.

Рассчитана релейная защита трансформатора, выполненная на базе микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ» для ДЗТ и «Сириус-УВ» для ТО и МТЗ.

Также был проведен расчёт защитного заземления и молниезащиты подстанции ввиду увеличения общей площади подстанции, по проведенным расчётам защита удовлетворяет условиям и пригодна для использования.

## Список используемых источников

1. АО «РАДИУС Автоматика» г. Москва: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-ato-transfomatorov/sirius-t3.php> Сириус–Т3 (дата обращения 01.05.2021).
2. АО «РАДИУС Автоматика» г. Москва: [Электронный ресурс]. URL: [https://www.rza.ru/catalog/rezervnie-zashiti-i-auv-prisoedineniy-110-220-kv/sirius-uv.php?sphrase\\_id=83349&click=94](https://www.rza.ru/catalog/rezervnie-zashiti-i-auv-prisoedineniy-110-220-kv/sirius-uv.php?sphrase_id=83349&click=94) Сириус–УВ (дата обращения 01.05.2021).
3. АО «УЭТМ» – г. Екатеринбург. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/> Выключатель ВЭБ–110 (дата обращения 11.02.2021).
4. АБС Электро.: ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ 35, 110кВ[электронный ресурс] URL: <http://www.vniir.ru/production/cat/cat/tipreshenia-abselectro.com.pdf> (дата обращения 10.02.2021)
5. Жежеленко И.В. Электромагнитная совместимость в электрических сетях: учебное пособие/И. В. Жежеленко, М. А. Короткевич. – Минск: Выш.шк., 2012. – 197с: ил. ISBN 978-985-06-2184-9 (дата обращения: 01.02.2021).
6. ЗАО «Высоковольтный союз» – г. Екатеринбург. [электронный ресурс] URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/> Вакуумные выключатели ВРС–110 (дата обращения 11.02.2021).
7. ЗАО «ЗЭТО» завод электротехнического оборудования, г. Великие Луки: [Электронный ресурс]. URL: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/rg-110-kv](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/rg-110-kv) Разъединители наружной установки серии РГ (дата обращения 01.12.2020).
8. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 56 с. – ISBN 5- 7046-1014-5. – Текст: электронный. –URL: <http://electrolibrary.info/molniya.pdf> (дата обращения: 05.04.2021).

9. Кабышев А.В. К124. Молниезащита электроустановок систем электро-снабжения: учебное пособие/А. В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124с. (дата обращения: 04.04.2021).
10. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П., Долин А.П., Пираторов М.В., Монаков В.К.; под ред. Крючкова И.П., Старшинова В.А. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – ISBN 978-5-383- 01191-1. – Текст : электронный // ЭБС «Консультант студента»:[Электронный ресурс]. URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383011911.html>
11. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика,2019. – 462с.
12. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб. для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448
13. Салтыкова О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие/ О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина – Тольятти: ТГУ, – 55с. (дата обращения: 05.05.2021).
14. СНиП 23-03-2003 Защита от шума [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200035251> (дата обращения 11.02.2021).
15. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие/ Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А.; под ред. Старшинова В.А. – М.: Издательский дом МЭИ,2015. – 296 с. ISBN 978-5-383-00874-4. – Текст: электронный// ЭБС «Консультант студента»: [сайт]. – 70 URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012611.html> (дата обращения: 27.02.2021).
16. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. [Электронный ресурс] /ПАО «ФСК ЕЭС». –URL: <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения 29.01.2021).

17. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта: учеб.-метод. пособие /Ю.В. Черненко. Тольятти: ТГУ, 2020. – 1 оптический диск. – ISBN 89 с. (дата обращения: 11.02.2021).
18. Koliushko, D.G ANALYSIS OF THE STATE OF THE EXTERNAL LIGHTNING PROTECTION SYSTEM FOR OPERATING ENERGY OBJECTS/D.G. Koliushko; S.S. Rudenko; S.V. Kiprych. URL: <http://eie.khpi.edu.ua/article/view/2074-272X.2020.5.10/215155>
19. eric.ed.gov.: Functional Dependence for Calculation of Additional Real-Power Losses in a Double-Wound Supply Transformer Caused by Unbalanced Active Inductive Load in a Star Connection with an Insulated Neutral. URL: <https://eric.ed.gov/?q=substation&id=EJ1118366>
20. Jstor.: INTELLIGENT COMPACT SUBSTATIONS FOR A SMARTER GRID URL: [https://www.jstor.org/stable/43735338?Search=yes&resultItemClick=true&search-Text=substation&searchUri=%2Fation%2FdoBasicSearch%3FQuery%3Dsubstation%26acc%3Doff%26wc%3Don%26fc%3Doff%26group%3Dnone&ab\\_segments=0%2Fbasic\\_SYC-5187\\_SYC-5188%2Ftest&refreqid=fastlydefault%3A2f65610fe75d68f5bd54dde7ca7877be&seq=1](https://www.jstor.org/stable/43735338?Search=yes&resultItemClick=true&search-Text=substation&searchUri=%2Fation%2FdoBasicSearch%3FQuery%3Dsubstation%26acc%3Doff%26wc%3Don%26fc%3Doff%26group%3Dnone&ab_segments=0%2Fbasic_SYC-5187_SYC-5188%2Ftest&refreqid=fastlydefault%3A2f65610fe75d68f5bd54dde7ca7877be&seq=1)
21. Leva, M.C. Human Factors Issues and the Risk of High Voltage Equipment: Are Standards Sufficient to Ensure Safety by Design? /Leva, M.C, Pirani, R. Demichela, M. Clancy, P.. URL: <https://www.cetjournal.it/index.php/cet/article/view/7431>
22. N. Harid. A Wireless System for Monitoring Leakage Current in Electrical Substation Equipment/N. Harid, A. C. Bogias; H. Griffiths; S. Robson; A. Haddad. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7488237>