

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

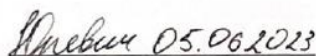
« 16 » 06 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование новой подстанции напряжением 110 кВ в рамках комплексного развития города Благовещенск на период до 2030 года

Исполнитель


студент группы 942-об1

  
(подпись, дата)

С.Ю. Юревич

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

  
(подпись, дата)

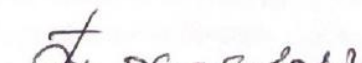
А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

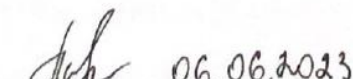
доцент, канд. техн. наук

  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

  
(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова


Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетика

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 05 » 04 2023 г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Юревича Семёна Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование новой подстанции напряжением 110 кВ в рамках комплексного развития города Благовещенск на период до 2030 года

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практик, учебно-методическая литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Определение расчётных мощностей нагрузок. 3. Расчёт токов короткого замыкания. 4. Выбор оборудования подстанции. 5. Защита трансформатора. 6. Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции. 7. Технико-экономическая часть проекта. 8. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема подключения проектируемой подстанции 110 кВ. 2. Однолинейная подробная схема ПС 110 кВ. 3. План и разрез ПС 110 кВ. 4. Результаты расчёта токов короткого замыкания. 5. Микропроцессорное устройство защиты трансформатора. 6. Молниезащита и заземление ПС 110 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) безопасность и экологичность доцент, канд. техн. наук А. Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент, канд. техн. наук А.Н. Козлов  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): Юревич Семён Юрьевич 05.04.2023  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, 15 рисунков, 23 таблицы, 31 источник.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ  
ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР  
НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР,  
ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТЕХНИКА  
БЕЗОПАСНОСТИ.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование новой подстанции напряжением 110/10 кВ в связи со значительным увеличением нагрузки планируемых к вводу потребителей. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих и планируемых к строительству потребителей электрической энергии.

Актуальность работы заключается в том, что проектирование новой подстанции позволит распределить нагрузку более равномерно, снизить вероятность перегрузок и сбоев в электросети, а также повысить надежность электроснабжения для всех потребителей. Также проектирование подстанции позволит привлечь новые инвестиции, тем самым стимулировать развитие региона.

Новизна данной темы заключается в том, что подстанция проектируется в районе будущей застройки многоэтажных жилищных комплексов для обеспечения электроснабжения потребителей.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования:	9
1.1 Географическая характеристика района	9
1.2 Климатическая характеристика района	9
2 Определение расчётных мощностей нагрузок	11
2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	11
2.2 Выбор главной схемы подстанции	13
2.3 Расчёт линейных объектов	17
2.4 Выбор вариантов сети	20
3 Расчет токов короткого замыкания	22
3.1 Расчёт токов короткого замыкания для точки К1	25
3.2 Расчёт токов короткого замыкания для точки К2	28
4 Выбор Оборудования подстанции	34
4.1 Выбор комплектных распределительных устройств	35
4.2 Выбор выключателей 110 кВ	36
4.3 Выбор выключателей 10 кВ	37
4.4 Выбор разъединителей 110 кВ	37
4.5 Выбор разъединителей 10 кВ	38
4.6 Выбор трансформаторов тока	38
4.7 Выбор трансформаторов напряжения	41
4.8 Выбор гибких шин 110 кВ	43
4.9 Выбор жёстких шин 110 кВ	45
4.10 Выбор изоляторов 10 кВ	47
4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	48
4.12 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ	49
4.13 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ	51
4.14 Выбор аккумуляторных батарей.	52
5 Защита трансформатора	57

5.1	Дифференциальная защита трансформатора	58
5.2	Максимальная токовая защита трансформатора	63
5.3	Защита от перегрузки	65
5.4	Газовая защита	66
5.5	Автоматика ввода резерва	68
6	Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции	70
6.1	Выбор и проверка заземления подстанции	70
6.2	Расчет и проверка молниезащиты	74
7	Технико-экономическая часть проекта	79
7.1	Капиталовложения в подстанцию	79
7.2	Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек	81
7.3	Оценка экономической эффективности	84
8	Безопасность и экологичность	85
8.1	Безопасность	85
8.2	Экологичность	88
8.3	Чрезвычайная ситуация	94
	Заключение	100
	Библиографический список	101

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд.

## ВВЕДЕНИЕ

Тема ВКР была выбрана из списка, предложенного АО ДРСК «Благовещенск».

Актуальность работы заключается в том, что проектирование новой подстанции позволит распределить нагрузку более равномерно, снизить вероятность перегрузок и сбоев в электросети, а также повысить надежность электроснабжения для всех потребителей. Также проектирование подстанции позволит привлечь новые инвестиции, тем самым стимулировать развитие региона.

Прежде чем приступить к проектированию подстанции, необходимо разработать поэтапный детальный план строительства, включающий в себя выбор основных электротехнических решений, а также отвечающий условиям безопасного производства работ на период строительства и эксплуатации.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование новой подстанции напряжением 110/10 кВ в связи со значительным увеличением нагрузки планируемых к вводу потребителей. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих и планируемых к строительству потребителей электрической энергии.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) анализ характеристики рассматриваемого района проектирования ПС
- 2) разработка и проработка технических решений;
- 3) расчет и анализ электрических нагрузок;
- 4) выбор числа и мощности силовых трансформаторов;
- 5) анализ выбранного варианта развития электрической сети.

Потребность в проектировании новой подстанции заключается в том, что в настоящее время в городе Благовещенск Амурской области планируется реализация четырёх мастер-планов комплексного развития территории. 15.04.2023 года, губернатор Амурской области презентовал в Москве мастер-планы и успешно защитил их.

Мастер-планы представляют из себя застройку центральной части Благовещенска. Конкретно планируется изменить четыре квартала города: Чайковского – Пушкина – Чехова – Рабочая станет уютным жилым кварталом, Конная – 50-летия Октября – Островского – Тенистая превратится в «тихие бульвары», Загородная – Амурская – Мухина – Октябрьская – этот квартал получит название History park. И четвертая территория Октябрьская – Пионерская – 50-летия Октября – Высокая – Шимановского будет развиваться как «Благовещенск-сити».

Реализация этих проектов позволит сократить число ветхого жилья и аварийных зданий. Также город сможет сильно преобразить свой внешний вид и тем самым привлечь своё внимание.

Проектируемая подстанция 110 кВ будет расположена в квадрате улиц Политехническая, Свободная, Театральная и Чехова.

В данной выпускной квалификационной работе было использовано следующее лицензионное и свободное распространяемое программное обеспечение:

- Microsoft office word 2016;
- MathCad 15;
- Microsoft office Visio.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ:

### 1.1 Географическая характеристика района

Благовещенск является городом, находящимся в Российской Федерации. Он является административным центром Амурской области. Это пятый по величине город, находящийся на Дальнем востоке страны.

Город расположен на юго-западе Зейско-Буреинской равнины, на левом берегу Амура, при впадении в него реки Зей. Находится в 7985 км к востоку от Москвы, на границе с КНР, напротив района Айхуэй - китайского городского округа Хэйхэ. Город Благовещенск и городской округ Хэйхэ разделяет река Амур, ширина которой в этой местности около 800 метров.

### 1.2 Климатическая характеристика района

Благовещенск расположен на юге Амурской области в умеренном географическом поясе. Средняя температура января: – 30,2°С, средняя температура июля: +20,8°С.

Климат резко-континентальный, с элементами муссонного. Перепады температуры в течение года до 40 градусов, а в течение суток – до 20 градусов. Летний сезон дождливый и жаркий, зимний – сухой и холодный. Среднегодовая температура чуть выше + 1-го градуса. Годовое количество осадков составляет 567 мм.

Муссонность климата выражается в направлении сезонных ветров, активной циклонической деятельности и большом количестве осадков в тёплое время года. Лето жаркое, со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом.

Ввиду очень небольшой теплоёмкости воздуха, в температурном режиме погода очень зависит от продолжительности солнечного сияния и поступающего солнечного тепла. Поэтому декабрь холоднее февраля, а июнь лишь чуть холоднее, чем август.

Общие климатические сведения по региону сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Общие климатические характеристики

Характеристика	-
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченность 0,92	-35
Абсолютная температура воздуха, минимум, °С максимум, С	- 45 +39
Расчетная температура самых холодных суток, обеспеченность 0,98	-37
Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца	-27
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	27,5
Средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	-9,4
Средняя продолжительность теплого периода года с температурой воздуха $> 0^{\circ}\text{C}$	141
Суточный максимум осадков, мм	122
Среднегодовое число дней со среднесуточной температурой воздуха - $40^{\circ}\text{C}$ и ниже	10
Число дней в году с устойчивым снежным покровом	150
Район по гололеду	IV
Район по ветру	III

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

### 2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Для того, чтобы определить расчётную мощность нагрузки на подстанции, необходимо просуммировать нагрузку КРТ-3 – 10,9 МВт, КРТ-4 – 3,3 МВт, КРТ-2 4,82 МВт.

Информация о значении нагрузок была взята на предприятии в ходе прохождения практической подготовки

Согласно произведённым расчётам, активная мощность на низкой стороне (10 кВ) подстанции составляет 19,02 МВт.

Используя полученные данные, можно произвести расчёт как реактивной, так и полной мощности на проектируемой подстанции.

Расчёт реактивной мощности определяется по следующей формуле:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

$$Q = 19,02 \cdot 0,4 = 7,608 \text{ Мвар},$$

Полная мощность на стороне 10 кВ:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2)$$

$$S = \sqrt{19,02^2 + 7,608^2} = 20,458 \text{ МВА},$$

Согласно действующим нормам, мощность трансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [14].

Если в составе нагрузки подстанции присутствуют потребители первой категории, то необходимо установить не меньше двух трансформаторов. Для подстанций с напряжением 110 кВ, обеспечивающих электроснабжение потребителей второй и третьей категорий, допускается установка одного трансформатора с мощностью до 63 МВА при наличии в сетевом районе централизованного передвижного трансформаторного резерва, дающего возможность замены поврежденного трансформатора за время не более суток. Для того, чтобы определить мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{mp} = \frac{S}{2 \cdot K_3}, \quad (3)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки, который равен 0,7;

$S$  – полная мощность на низкой стороне, МВА

$$S_{mp} = \frac{20,458}{2 \cdot 0,7} = 14,6 \text{ МВА},$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение  $S_{тр}=14,6$  МВА. Подходящим будет трансформатор марки ТДН-25-110-У1. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, тот что остался в работе учитывая допустимые перегрузки сможет обеспечить всю нагрузку подстанции.

Проведём проверку трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{S}{n_T - S_{Тном}}, \quad (4)$$

$$K_3^{норм} = \frac{20,458}{2 \cdot 25} = 0,4,$$

$$K_3^{ав} = \frac{S}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (5)$$

$$K_3^{норм} = \frac{20,458}{25} = 0,8,$$

При нормальном функционировании двух трансформаторных подстанций, нагрузка на них должна быть не выше 70% от их номинальной мощности. Однако, в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140% от номинала. Расчеты показывают, что выбор номинальной мощности трансформатора был осуществлен правильно, т.к. коэффициенты загрузки не находятся в требуемых пределах.

## 2.2 Выбор главной схемы подстанции

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов. Они включают в себя тип проектируемой станции, количество и мощность установленных силовых трансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [22].

Для конкретного случая проектируемой подстанции, где требуется установить два трансформатора мощностью 25 МВА и энергия будет подаваться на напряжении 110 кВ, необходимо выбрать экономически выгодную схему для распределительного устройства. В данном случае, подключение подстанции

110/10 кВ к напряжению 110 кВ будет выполнено по тупиковой схеме. Исходя из этих данных, можно выбрать схему РУ-110 – 4Н в качестве оптимального варианта «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [22].

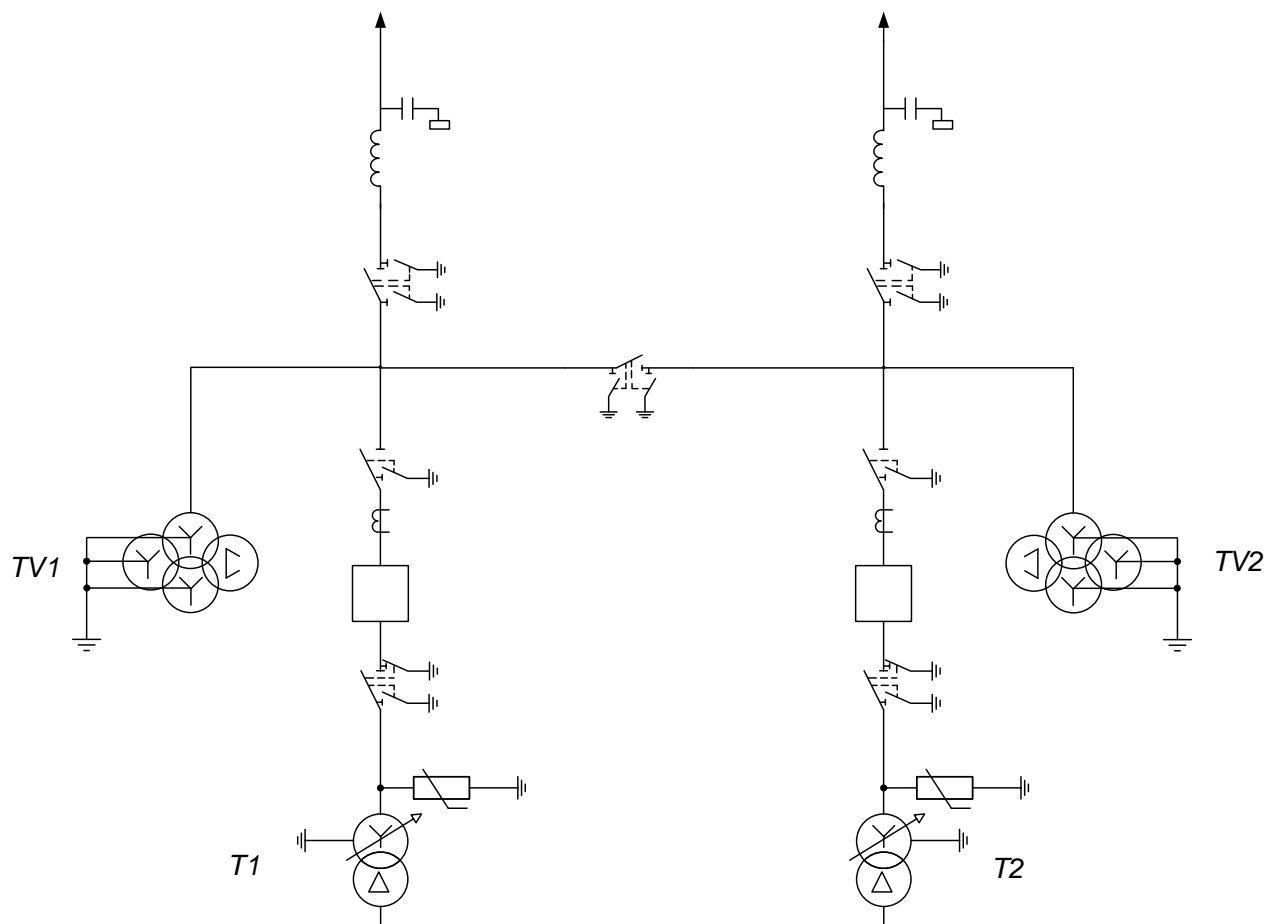


Рисунок 1 – Схема № 110 - 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

В процессе разработки подстанции требуется провести технико-экономическую оценку, включающую выбор оптимального конструктивного решения для распределительного устройства (РУ).

Следует учесть, что проектируемая ПС 110/10 кВ будет расположена в черте города, поэтому нужно учитывать следующие основные требования:

- 1) безопасность людей и окружающей среды [15];

2) Минимизация негативного воздействия электромагнитных полей на здоровье людей и окружающую среду с целью снижения вредных последствий [15].

3) Разработка архитектурно-градостроительных решений, способствующих улучшению окружающей среды и созданию благоприятных условий для проживания [15].

4) Обеспечение эффективной работы электроустановок, оптимизация их эксплуатации и обслуживания с целью повышения эффективности [15].

5) Создание возможности для проведения модернизационных, реконструкционных и ремонтных работ в сфере электроустановок [15].

б) надежность и качество электроснабжения [15];

7) соблюдение технологических требований производства и потребления электрической энергии [15].

Распределительные устройства могут быть классифицированы как открытого типа, закрытого типа и комплектные.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) представляют собой устройства, где электрические проводники находятся на открытом воздухе без дополнительной защиты от окружающей среды. Они применяются при работе с напряжением от 110 кВ и выше.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) представляют собой устройства, где компоненты распределительного оборудования размещаются в закрытых помещениях. Использование ЗРУ в случае высоких напряжений оправдано в местностях с агрессивной средой (например, морским воздухом или высокой степенью запыления), в холодных климатических условиях, при строительстве в ограниченных пространственных условиях или в городских районах для снижения уровня шума и сохранения архитектурной эстетики.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Распределительное устройство, которое сформировано из полностью или частично закрытых шкафов и блоков, в которые встроены аппараты, устройства защиты и автоматики. КРУЭ обычно поставляются в полностью

собранном и готовом к использованию виде. Они предназначены как для внутренней, так и для наружной установки и применяются при напряжениях от 110 кВ и выше. В данном случае КРУЭ не будет подлежать рассмотрению из-за высокой стоимости оборудования на основе элегаза, которая превышает стоимость ОРУ и ЗРУ в 2 – 3 раза.

Обычно понижающие подстанции устанавливаются в промышленных и коммунально-складских зонах. В случае, если такие подстанции с трансформаторами мощностью 16 000 кВА и выше планируются для размещения на территории сельской местности, рекомендуется использовать закрытый тип установки [31].

При выборе места для размещения ПС необходимо учитывать доступность места, удобство эксплуатации, а также обеспечение безопасности жизнедеятельности населения и охраны окружающей среды. Кроме того, при выборе типа ПС следует учитывать климатические условия, технические особенности и экономические факторы [8].

ЗРУ обеспечивают более высокий уровень безопасности, так как они защищены от попадания влаги, пыли и других внешних воздействий, которые могут привести к короткому замыканию или повреждению оборудования. Кроме того, закрытые ПС могут иметь более низкий уровень шума, что также является важным фактором при их размещении в черте города.

С другой стороны, ОРУ обладают рядом преимуществ, таких как более низкая стоимость установки и обслуживания, а также более простое обслуживание и ремонт в случае необходимости.

Если место, где планируется размещение ПС, находится в центре города или вблизи жилых зон, то ЗРУ может оказаться более предпочтительной, так как она обеспечивает более высокий уровень безопасности для населения. Однако если место находится вдали от жилых зон, то ОРУ может быть более экономически эффективной, так как она обладает более низкой стоимостью установки и обслуживания.



Кроме того, следует учитывать климатические условия места, где планируется размещение ПС. Если это район с сильными ветрами, снегопадами или другими неблагоприятными погодными условиями, то ЗРУ может быть более предпочтительной, так как она обеспечивает более высокий уровень защиты от внешних воздействий.

Также следует учитывать технические особенности оборудования, которое будет установлено в ПС, и его влияние на выбор типа ПС. Например, если оборудование обладает высокой мощностью и требует более сложной системы охлаждения, то ЗРУ может оказаться более подходящей.

В целом, выбор типа ПС 110/10 кВ должен осуществляться с учетом всех вышеуказанных факторов, а также с учетом требований ПУЭ и Градостроительного кодекса РФ, чтобы обеспечить безопасность эксплуатации ПС и удобство ее эксплуатации.

Таким образом, для ПС 110/10 кВ, расположенной в черте города, рекомендуется выбрать ЗРУ, так как оно обеспечивает более высокий уровень безопасности для жизни людей и окружающей среды.

### **2.3 Расчёт линейных объектов**

Производим выбор марки и сечения кабеля на стороне 110 кВ от Проектируемой ПС к ВЛ 110 кВ Центральная-Портовая.

Выбор номинального сечения жил производится с помощью таблиц длительно допустимого тока.

Таблица 2 – Поправочные коэффициенты при прокладке кабеля

Условие прокладки	Поправочный коэффициент
Глубина прокладки – 1,5 м	1,00
Состав грунта – песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	0,93
Расстояние между цепями КЛ – 0,5 м	0,92
Расчётная температура грунта – 5 °С	1,06

Максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ав}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (6)$$

где  $I$  – максимальный ток, кА;

$S_{\text{тр.ав}}$  – мощность трансформатора в аварийном режиме, МВА;

$N_{\text{ц}}$  – количество цепей;

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

$$S_{\text{тр.ав}} = S_{\text{ном.тр}} \cdot K_3 \cdot 2, \quad (7)$$

$$S_{\text{тр.ав}} = 25 \cdot 0,7 \cdot 2 = 35 \text{ МВА},$$

$$I_{\max} = \frac{35}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,184 \text{ кА},$$

Определим расчётное значение тока:

$$I_p = I_{\max} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4, \quad (8)$$

где  $I_{\max}$  – максимальный ток, кА;

$k_1$  - коэффициент, для учёта глубины прокладки кабеля, равный 1;

$k_2$  - коэффициент, для учёта состава грунта. Примем данный коэффициент равным 0,93;

$k_3$  - коэффициент, учитывающий расстояние между цепями КЛ, примем 0,92;

$k_4$  - коэффициент, учитывающий расчётную температуру грунта в часы максимума, примем 1,06;

$$I_p = 1 \cdot 0,93 \cdot 0,92 \cdot 1,06 \cdot 0,184 = 0,167 \text{ кА},$$

Определим экономически целесообразное сечение:

$$S_s = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}}, \quad (9)$$

где  $J_{\text{эк}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>.

Для заданных условий работы  $J_{\text{эк}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$  [15]

$$S_s = \frac{0,167 \cdot 10^3}{1,2} = 139,2 \text{ мм}^2,$$

Выбор сечения жилы проводим исходя из номинального ряда токопроводящих жил. Учитывая полученное значение целесообразного сечения  $S_s$ , наиболее подходящим принимаем сечение 150 мм<sup>2</sup>. С учётом долгосрочной перспективы развития, которая в свою очередь повлечет за собой увеличение нагрузки или расширение системы и производства, принимаем кабель с более крупным сечением - 185 мм<sup>2</sup>. Наибольшая пропускная способность повысит эффективность передачи электроэнергии, что, в свою очередь, повлечет за собой снижение рисков перегрузки.

По полученным данным выбираем кабель марки АПвП2Г 185/95. При прокладке кабеля в земле, кабель расположен в плоскости, соединён и заземлён с двух сторон. Длительно допустимый ток составляет  $I_{\text{дд}} = 348 \text{ А}$ .

Монтаж и прокладка эти кабелей должны выполняться в соответствии с действующими «Правилами электромонтажа» (ПУЭ). Кабели предназначены для использования в воздушных линиях электропередачи, а также для прокладки в земле, в воздухе в кабельных сооружениях при условии защиты от

механических повреждений и дополнительных мер противопожарной защиты. В нашем случае кабель будет проложен в траншее, т.к. КЛ находится в черте города.

## 2.4 Выбор вариантов сети

В качестве основного варианта подключение проектируемой ПС к схеме внешнего электроснабжения, расположенной на рисунке 2 принимаем вариант, указанный на рисунке 3.

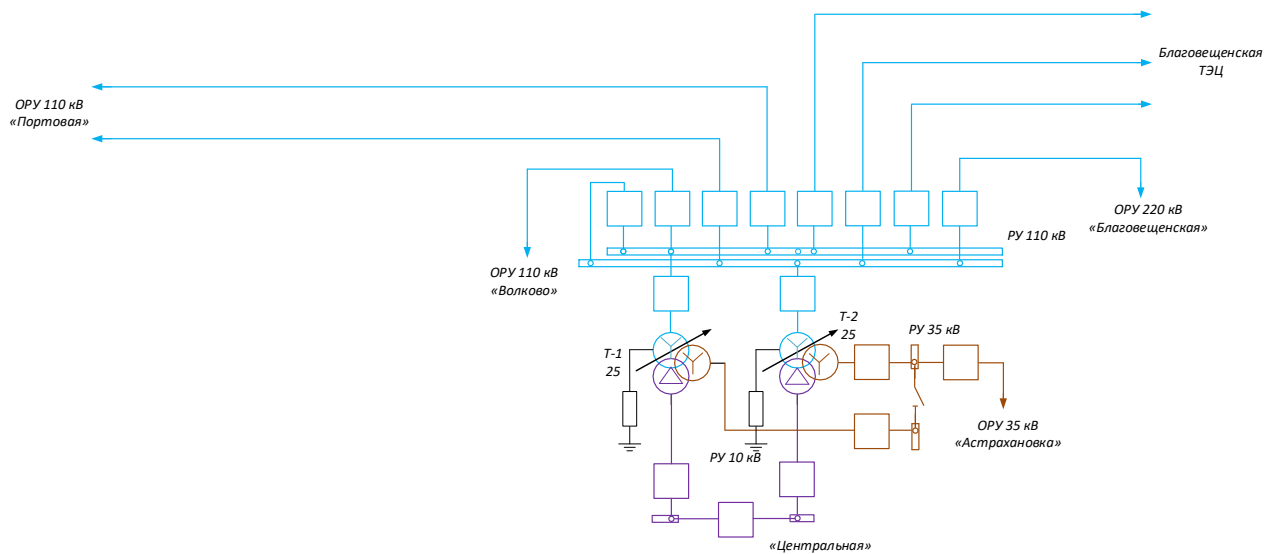


Рисунок 2 – Схема внешнего электроснабжения

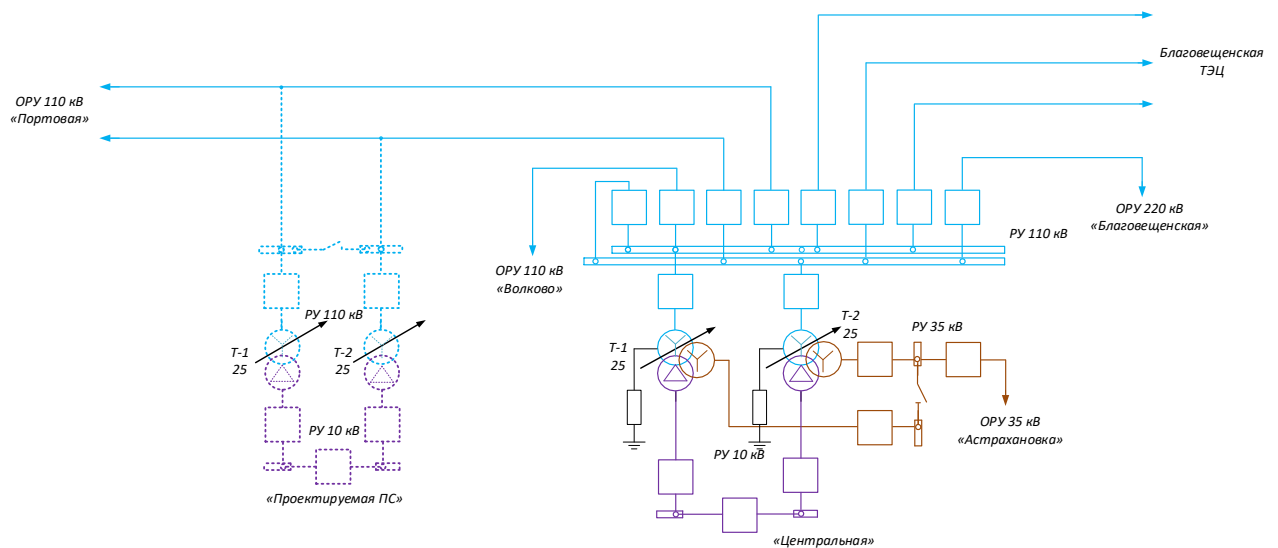


Рисунок 3 – Подключение проектируемой ПС

Данный вариант сети представляет собой подключение от ПС Центральная на напряжении 110 кВ, в соответствии с рациональным напряжением. В данном случае проектируемая ПС является тупиковой.

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания осуществляется в относительных единицах.

Расчёт выполняется, не учитывая активные сопротивления и проводимости элементов сети, а также фазовые сдвиги между векторами ЭДС источников. Поэтому при составлении замещающей схемы для данной электрической схемы необходимо определить только индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подключенных к точке короткого замыкания [18].

Схема замещения расчетной электрической схемы изображена на рисунке 4.

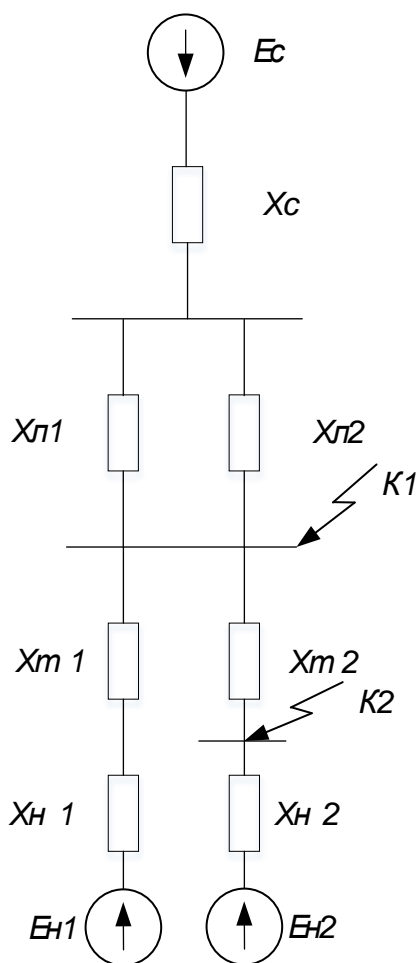


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Задаёмся базисной мощностью:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА},$$

Для каждой ступени напряжения принимаем базисное напряжение согласно шкале средних номинальных напряжений:

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2} = 10,5 \text{ кВ};$$

Для каждой ступени определяем базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}, \quad (10)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА},$$

Определение сопротивления энергосистемы происходит путем измерения мощности трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания, исходящей от ПС Центральная.

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (11)$$

где  $I_{кз}$  – ток трёхфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,4} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2}, \quad (12)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление (Ом/км)

$L$  – длина линии (км)

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,09 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление обобщённой нагрузки:

$$X_H = 2 \cdot 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (13)$$

$$X_H = 2 \cdot 0,35 \cdot \frac{1000}{\sqrt{19,02^2 + 7,608^2}} = 34,2 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления трансформаторов:

$$X_{m1} = X_{m2} = \frac{U_{к,\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (14)$$

где  $U_{к,\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора



$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора

$$X_{m1} = X_{m2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ о.е.}$$

### 3.1 Расчёт токов короткого замыкания для точки К1

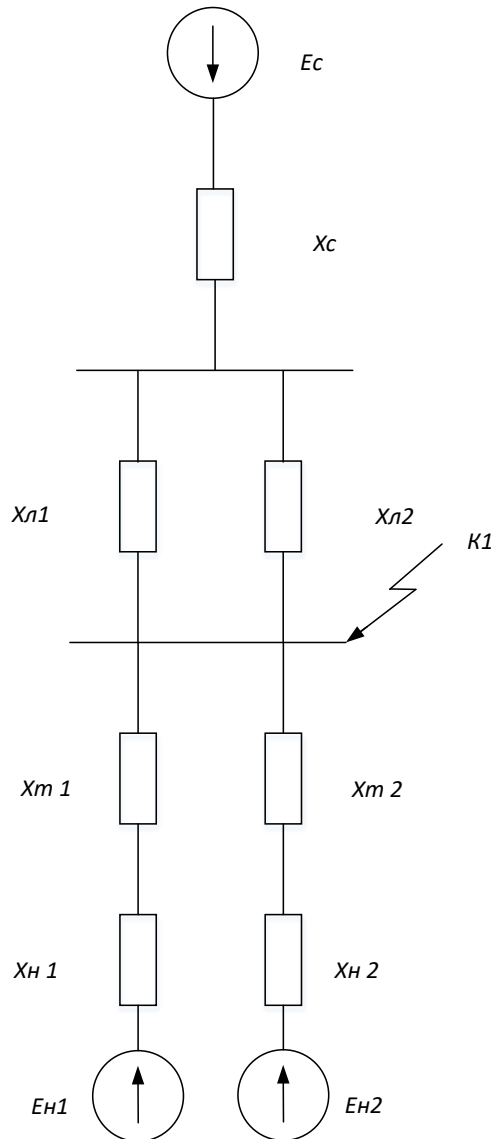


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1

Проведём упрощение схемы замещения путём последовательного и параллельного соединения сопротивлений элементов.

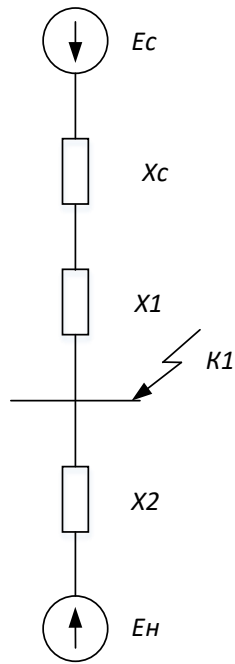


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

$$X_1 = \frac{X_{л1.1} \cdot X_{л1.2}}{X_{л1.1} + X_{л1.2}}, \quad (15)$$

$$X_1 = \frac{0,09 \cdot 0,09}{0,09 + 0,09} = 0,045 \text{ o.e.}$$

$$X_2 = X_{m1} + X_H, \quad (16)$$

$$X_2 = 4,2 + 34,2 = 38,4 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = X_c + X_1, \quad (17)$$

$$X_3 = 0,3 + 0,045 = 0,345 \text{ o.e.}$$

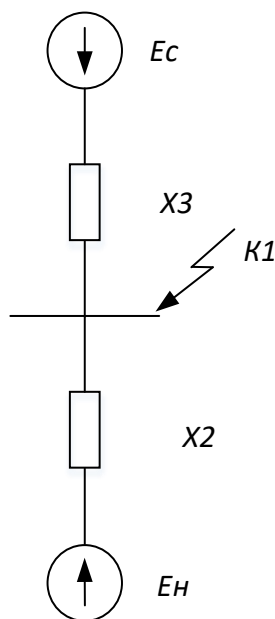


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К1 определим по формуле:

$$I_{\text{по.к1}} = \left( \frac{E_H}{X_3} + \frac{E_C}{X_5} \right) \cdot I_{B1}, \quad (18)$$

$$I_{\text{по.к1}} = \left( \frac{0,85}{38,4} + \frac{1}{0,345} \right) \cdot 5,02 = 14,66 \text{ кА},$$

Для расчета ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы.

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{\text{уд.к1}} = \left( \frac{E_H}{X_3} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{аH}}}} \right) + \frac{E_C}{X_5} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{аС}}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B1}, \quad (19)$$

$$i_{уд.К1} = \left( \frac{0,85}{38,4} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) + \frac{1}{0,345} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 33,3 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.К1} = \left( \frac{E_H}{X_3} + \frac{E_C}{X_5} \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (20)$$

$$i_{a.К1} = \left( \frac{0,85}{38,4} + \frac{1}{0,345} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 20,7 \text{ кА},$$

### 3.2 Расчёт токов короткого замыкания для точки К2

Для точки К2 проводим аналогичный расчет по приведенным преобразованиям и результаты сводим в таблицу 3.

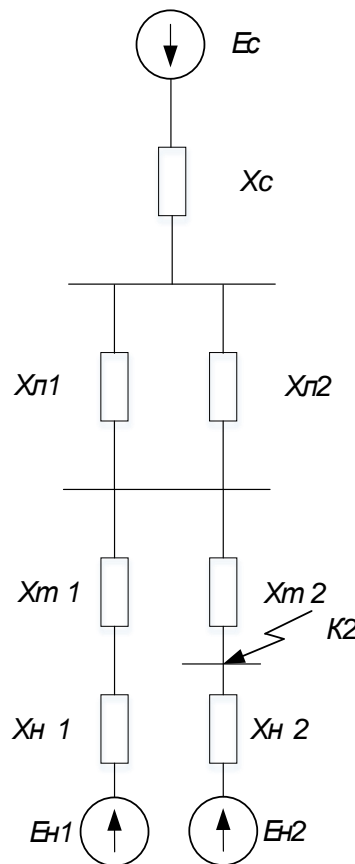


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2

Произведем последовательное и параллельное соединение сопротивлений элементов схемы замещения:

Проводим преобразование схемы замещения.

$$X_2 = X_c \cdot \frac{X_{л1.1} \cdot X_{л1.2}}{X_{л1.1} + X_{л1.2}}, \quad (21)$$

$$X_2 = 0,3 \cdot \frac{0,09 \cdot 0,09}{0,09 + 0,09} = 0,345 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{m1} + X_H, \quad (22)$$

$$X_3 = 4,2 + 34,2 = 38,4 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}, \quad (23)$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{0,345} + \frac{1}{38,4}} = 0,342 \text{ о.е.}$$

$$X_{рез} = X_3 + X_T, \quad (24)$$

$$X_{рез} = 0,342 + 4,2 = 4,52 \text{ о.е.}$$

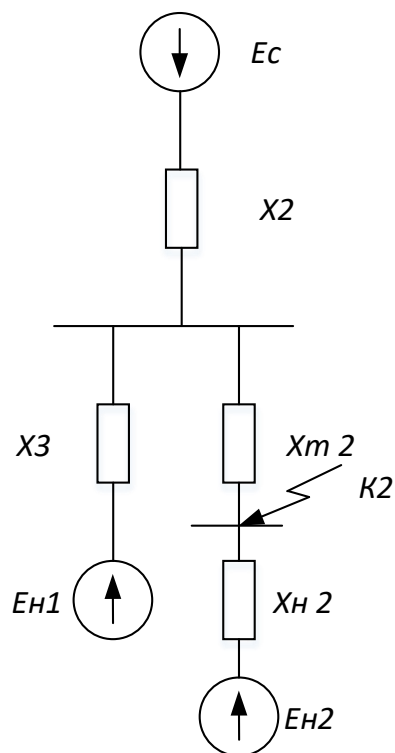


Рисунок 9– Сворачивание схемы замещения

$$X_4 = \frac{X_{рез}}{C_2}, \quad (25)$$

$$X_4 = \frac{4,52}{0,99} = 4,6 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = \frac{X_{рез}}{C_3}, \quad (26)$$

$$X_5 = \frac{4,52}{0,0089} = 507,9 \text{ о.е.}$$

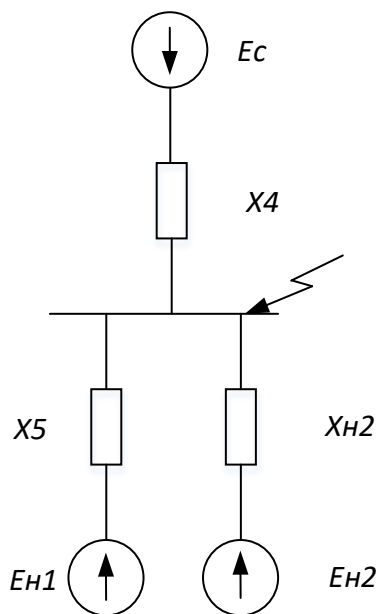


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения

$$X_6 = \frac{X_5 \cdot X_H}{X_5 + X_H} \quad (27)$$

$$X_6 = \frac{507,9 \cdot 34,2}{507,9 + 34,2} = 32,04 \text{ о.е.}$$

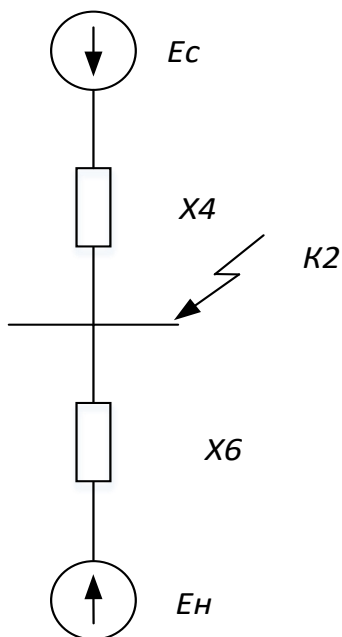


Рисунок 11 – Сворачивание схемы замещения

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К2 определим по формуле:

$$I_{\text{ПО.К2}} = \left( \frac{E_H}{X_6} + \frac{E_C}{X_4} \right) \cdot I_{B2}, \quad (28)$$

$$I_{\text{ПО.К1}} = \left( \frac{0,85}{32,04} + \frac{1}{4,6} \right) \cdot 54,98 = 13,41 \text{ кА},$$

Для расчета ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы.

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{\text{УД.К1}} = \left( \frac{E_H}{X_6} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aH}}} \right) + \frac{E_C}{X_4} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aC}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}, \quad (29)$$

$$i_{\text{УД.К1}} = \left( \frac{0,85}{32,04} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} \right) + \frac{1}{4,6} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 54,98 = 29,4 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.K1} = \left( \frac{E_H}{X_6} + \frac{E_C}{X_4} \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}, \quad (30)$$

$$i_{a.K1} = \left( \frac{0,85}{32,04} + \frac{1}{4,6} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 54,98 = 18,96 \text{ кА},$$



Таблица 3 – Расчетные токи трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
К1	14,66	20,7	33,3
К2	13,41	18,96	29,4

#### 4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Для выполнения задач в данном разделе требуется учесть информацию о значениях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции, максимальных токах в этих устройствах, а также о категории потребителей, которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции, и климатических характеристиках рассматриваемого района. Эти данные необходимо определить или рассчитать заранее с использованием соответствующих формул. На основе этих данных будет произведен расчет и выбор необходимого оборудования для подстанции, с учетом максимальных рабочих токов в распределительных устройствах.

Для определения максимальных рабочих токов РУ 110 кВ можно использовать следующую формулу [6]:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (31)$$

где  $S_{\text{н}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А},$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,6 \text{ А},$$

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a), \quad (32)$$

где  $t_{pz}$  – максимальное время работы релейной защиты;

$t_{cv}$  – собственное время отключения выключателя.

Для точки К1:

$$B_k = 14,66^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 444,87 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для точки К2:

$$B_k = 13,41^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 372,24 \text{ кА}^2\text{с},$$

#### 4.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой готовое распределительное решение, которое включает в себя закрытые шкафы с встроенными аппаратами, приборами для измерения и защиты, а также дополнительными компонентами.

Установка КРУ включает доставку собранных шкафов с оборудованием на место монтажа, их установку, подключение шин между шкафами и прокладку силовых и контрольных кабелей. Использование КРУ значительно сокращает время монтажа распределительного устройства. КРУ также обеспечивает безопасность при обслуживании, так как все электрические компоненты, находящиеся под напряжением, защищены металлическими кожухами [21].

Для распределения электрической энергии с напряжением 10 кВ и токами от 630 до 2 000 А рекомендуется выбрать КРУ-СЭЩ-63 из серии комплектных распределительных устройств, которое предназначено для использования в промышленных сетях с частотой 50 и 60 Гц.

Таблица 4 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

#### 4.2 Выбор выключателей 110 кВ

Главным компонентом электрической подстанции являются автоматические выключатели, задачей которых является отключение электрических цепей в обычных и аварийных ситуациях. При выборе выключателей учитываются их номинальное напряжение и ток. Кроме того, проводится проверка выключателя на его способность прерывать ток, а также на его динамическую и термическую стойкость в случае короткого замыкания.

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (33)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}, \quad (34)$$

Первоначально выбираем и проверяем вакуумные выключатели марки ВРС – 110 40/3150 УХЛ1.

Таблица 5 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150$ А	$I_{pMAX} = 125,5$ А	$I_p \leq I_H$

1	2	3
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{К}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 444,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 14,66 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 14,66 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$

### 4.3 Выбор выключателей 10 кВ

Производится аналогичный расчет выключателей для КРУ напряжением 10 кВ. Для ячеек из серии СЭЩ-63 рекомендуется использовать вакуумные выключатели из серии ВВУ - СЭЩ-10.

Таблица 6 - Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{РМАХ}} = 1374,6 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{К}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 372,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,41 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,41 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$

### 4.4 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединители — это коммутационные аппараты с явно видимым местом разъединения, не обладающие механизмом автоматического разрыва, предназначенные для отключения и подключения электрической сети при отсутствии нагрузки или при наличии незначительной нагрузки.

Алгоритм выбора разъединителя схож с алгоритмом выбора автоматического выключателя, однако в данном случае не проводится проверка способности разъединителей к разрыву под напряжением, так как они не предназначены для коммутации электрических цепей под напряжением.

Для РУ 110 кВ выбираем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1.

Таблица 7 - Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 125,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2790,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 444,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$

#### 4.5 Выбор разъединителей 10 кВ

Выбираем разъединители марки РГ2-10/1000 УХЛ1.

Таблица 8 - Выбор и проверка разъединителей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_P = 1374,6 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 372,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$

#### 4.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой устройство в области электротехники, которое используется для снижения первичного тока до уровней, пригодных для измерительных устройств, релейной защиты, а также для разделения измерительных цепей и обеспечения защиты от высоковольтных первичных цепей.

Для определения общего сопротивления вторичных цепей проводится соответствующий расчет:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k, \quad (35)$$

где  $r_k$  – сопротивление контактов равно 0,1 Ом.

Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (36)$$

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

$l$  – длина проводов (110 кВ – 100 м, 10 кВ – 10 м),

$F$  – сечение провода (4 мм<sup>2</sup>).

Сопротивление проводов для РУ 110 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом},$$

Сопротивление проводов для РУ 10 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом},$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (37)$$

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

$I_2$  – вторичный ток.

К установке принимаем измерительный комплекс АВВ «delta +». Расчёт нагрузки приведён в таблице 9, 10.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ	delta +	0,12
Счётчик РЭ		

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ	delta +	0,12
Счётчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 110 кВ  $S_{пр}=1,62$  ВА.  
Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ Ом},$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{пр}=1,12$  ВА.  
Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{приб} = \frac{1,12}{5^2} = 0,045 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,045 + 0,43 + 0,1 = 0,58 \text{ Ом},$$

Принимаем к установке трансформатор тока ТФМ-110-У1.



Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 125,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

На стороне 10 кВ принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-У2.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4500 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 1374,6 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} \leq I_H$
$Z_{2_{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2_{НОМ}}$
$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$I_{уд} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

#### 4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для уменьшения высокого напряжения и обеспечения изоляции между цепями измерения и реле от первичных цепей с высоким напряжением. Отличаются трансформаторы напряжения от силовых трансформаторов только в их меньшей мощности. При достаточно низкой мощности трансформатора напряжения можно обеспечить его работу в режиме холостого хода.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{2НОМ}, \quad (38)$$

где  $S_{2НОМ}$  – номинальная мощность;

$S_2$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС приведён в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ.

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счётчик АЭ	delta +	2	1
Счётчик РЭ			
Сумма			43

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-110.

Таблица 14 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2НОМ} = 400$ ВА	$S_2 = 43$ ВА	$S_2 \leq S_{2НОМ}$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ:

Сравнения параметров вторичной нагрузки на стороне 10 кВ приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-06	2	4
Счётчик АЭ	delta +	14	14
Счётчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-10.

Таблица 16 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2НОМ}$

#### 4.8 Выбор гибких шин 110 кВ

В РУ В высоковольтных подстанциях с напряжением 110 кВ и выше используются гибкие шины, которые состоят из проводов. Для соединения генераторов и трансформаторов с подстанцией напряжением 6-10 кВ применяются пучки проводов, закрепленные в кольцах-обоймах. В этом пучке проводов два из них являются сталеалюминиевыми и несут механическую нагрузку, такую как гололед, ветер и собственный вес проводов. Остальные провода в пучке выполнены из алюминия и служат только для передачи электрического тока.

Максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ составляет 125,5 А. Для этой конфигурации используется провод АС 185/19, который имеет максимально

допустимый ток 510 А. Расстояние между фазами в горизонтальной плоскости составляет 3 метра.

Проводим проверку условий коронирования провода. Нужно определить начальную критическую напряженность на проводе:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (39)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}}\right) = 34,46 \text{ кВ},$$

Формула, позволяющая вычислить интенсивность электрического поля вблизи поверхности нерасщепленного провода, имеет следующий вид:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (40)$$

где  $D_{cp}$  – среднее расстояние между проводами фаз, оно равно 400 см.

$U$  – линейное напряжение на проводе. Принимаем равным 115 кВ.

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{400}{0,744}} = 20,04 \text{ кВ},$$

Определим отсутствие коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (41)$$

$$21,4 \leq 31,01,$$

Сечение является подходящим по трбованиям.

#### 4.9 Выбор жёстких шин 110 кВ

В сетях с напряжением 6-10 кВ используются жесткие алюминиевые шины для ошиновки и сборки. Использование медных шин слишком дорогостояще, даже при больших токах нагрузки. При токах до 4000 А применяются однополосные и двухполосные алюминиевые шины. При более высоких токах рекомендуется использовать шины с коробчатым сечением.

В данном случае максимальный ток нагрузки составляет 1374 А. Мы выбираем алюминиевые шины с минимальным сечением 80х6 мм (4,8 см<sup>2</sup>). Шины устанавливаются плоско на изоляторах, а расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Для обеспечения тепловой стойкости проверяем шины и определяем минимальное сечение, учитывая условия нагрева при коротком замыкании.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (42)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{372,24}}{91} = 0,212,$$

где  $C = 91$  — для алюминиевых шин и кабелей;

Проверка электродинамической стойкости:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95, \quad (43)$$

где  $J$  – момент инерции шины;

$q$  – сечение проводника.

Расчёт момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12}, \quad (44)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^3,$$

Принимаем пролёт между изоляторами 0,9 м

Расчёт наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (45)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток короткого замыкания;

$a$  – расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{29400^2}{0,4} = 374,3 \text{ Н/м},$$

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (46)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3,$$

Расчёт механического напряжения при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (47)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{29400^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 4,74 \text{ МПа},$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа.

#### 4.10 Выбор изоляторов 10 кВ

Изоляторы выбираются по номинальному напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (48)$$

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}, \quad (49)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора;

$F_{расч}$  – расчётное усилие.

Расчётная сила определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (50)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{29400^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 411,7 \text{ Н},$$

Выбираем проходной изолятор марки ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н.

Проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 411,7,$$

Так как неравенство выполняется, то данный изолятор можно принять к установке на ПС.

#### 4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав Различные факторы влияют на состав потребителей, удовлетворяющих собственные нужды подстанций. Эти факторы включают тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов и тип электрооборудования, установленного на подстанции.

Среди наиболее важных потребителей собственных нужд подстанций стоит выделить оперативные цепи, систему связи, телемеханику, систему охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, систему пожаротушения и электроприемники компрессорной установки. Поскольку мощность этих потребителей невелика, их подключают к сети с напряжением 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

При выборе мощности трансформаторов учитываются нагрузки собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. Особое внимание уделяется летним и зимним нагрузкам, а также нагрузке во время проведения ремонтных работ на подстанции. Это позволяет оптимизировать выбор мощности трансформаторов, чтобы обеспечить надежное функционирование подстанции в различных условиях.

В процессе учебного проектирования возможно приближенно определить нагрузку  $P_{сн.макс}$  и расход электроэнергии  $W_{сн}$  с помощью таблицы 17.

Таблица 17 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Тип электроустановки	$P_{сн}/P_{уст}, \%$	$W_{сн}/W_{выр}$	$K_c$
Тупиковая ПС	50-200 кВт	-	-
Узловая ПС	200-500 кВт	-	-

Используя данный таблицы 17, можно определить необходимую мощность с.н:



$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \phi}, \quad (51)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, который равен 0,8;

$P_{уст}$  – ориентировочная установленная активная мощность. Определено опираясь на таблицу 17.  $P_{уст}=150$  кВт.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{150}{0,85} = 141,2 \text{ кВа},$$

К установке принимаем два трансформатора марки ТСЗ 160/10.

#### 4.12 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Для предотвращения излишних нагрузок на распределительные устройства используются устройства ограничения перенапряжений (ОПН). Они специально предназначены для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, вызванных грозами или переключениями.

Наибольшее рабочее напряжение на подстанционных шинах с напряжением 110 кВ составляет 126 кВ.

Таким образом, мы можем рассчитать фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (52)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \text{ кВ}$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T, \quad (53)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений на линии;

$U_{ост}$  – остаточное напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$T$  – время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0}, \quad (54)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжения;

$k$  – коэффициент полярности;

$L$  – длина защищённого подхода определяется из ПУЭ, принимаем равной 3 км.

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 225 \text{ кВ},$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (55)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ мкс},$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{225 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 429 \text{ кДж},$$

Определяем удельную энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (56)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{429}{110} = 3,9 \text{ кДж/кВ},$$

Выбираем ОПН-110/77-10/650. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр} = 77 \text{ кВ}$	$U_{нр} = 72,74 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$
$\mathcal{E}' = 7 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}'_{расч} = 3,9 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}'_{расч} \leq \mathcal{E}'$

#### 4.13 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 10 кВ составляет 12 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нр} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (57)$$

$$U_{нр} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ},$$

Выбираем ОПН-10 УХЛ1. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр} = 7,12 \text{ кВ}$	$U_{нр} = 6,92 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$

#### 4.14 Выбор аккумуляторных батарей.

На станциях часто используются установки постоянного тока для питания систем управления, автоматики, сигнализации и освещения. Эти установки могут использовать аккумуляторные батареи, переменный ток или выпрямленный постоянный ток, полученный с помощью тиристорных преобразователей. Это позволяет избежать необходимости в дорогостоящих и мощных аккумуляторных батареях и упростить операционные задачи.

Установка постоянного тока обычно состоит из одного или нескольких преобразователей, которые преобразуют переменный ток в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей могут использоваться выпрямители или генераторы с двигателями. В нормальном режиме работы станции или подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь, а батарея заряжена и потребляет только небольшой ток для компенсации саморазряда. Однако при нарушении нормального режима работы преобразователь отключается, и нагрузку на себя принимает батарея.

Выбор аккумуляторных батарей осуществляется в зависимости от необходимой емкости, требуемых уровней напряжения в аварийном режиме и схемы их подключения к шинам. Чаще всего аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда с использованием элементного коммутатора. Напряжение на элементе при начале разряда составляет примерно 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме обычно принимается равным 1,75 В. Максимальное напряжение обычно составляет 2,6 В.

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (58)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54,$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{115}{1,75} = 66,$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (59)$$

$$n_{доб} = 66 - 54 = 12,$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (60)$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося полчасового установившегося разряда;  
 $j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{24}{25} = 1,01,$$

Производим округление до ближайшего типового номера  $N = 1$ .  
 Принимаем батарею СК – 1.

Проверим по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (61)$$

где  $I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 30 \text{ А},$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 1 = 46 \text{ А},$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{30}{1} = 30,$$

По графику изображённому на рисунке 12, можно установить, что напряжение на аккумуляторе составляет 85%. Если учесть потерю напряжения в соединительном кабеле в размере 5%, то напряжение на приводах будет составлять 80%. Это значение находится в пределах допустимого отклонения напряжения на электромагнитах включения, которое составляет от 80% до 110%.

Следовательно, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

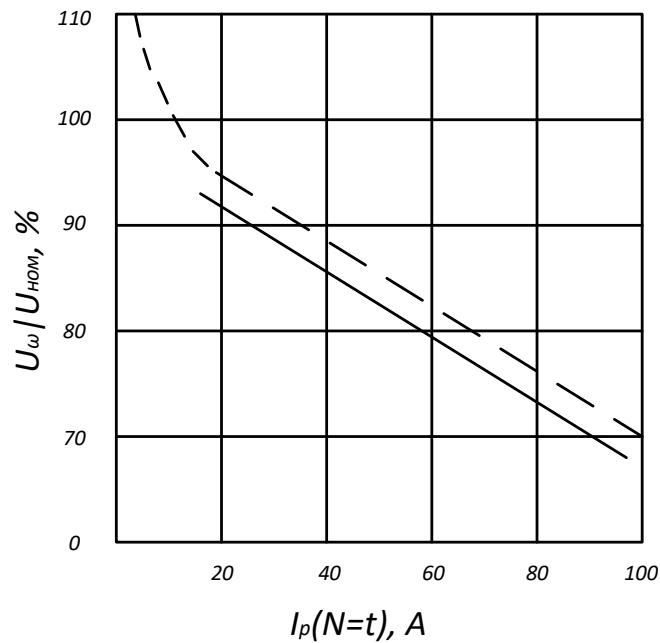


Рисунок 12 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (62)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 1 + 8 = 8,15 \text{ А},$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (63)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 51 = 110 \text{ В},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ А},$$

$$U_{\text{ПЗодб}} = 2,15 \cdot 12 = 25,8 \text{ В},$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (64)$$

$$I_3 = 5 \cdot 1 + 8 = 13 \text{ А},$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n, \quad (65)$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot 66 = 181,5 \text{ В},$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».



## 5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

За последние сто лет усиливалось совершенствование системы релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем. В настоящее время для обработки информации от новых первичных устройств необходимы современные микропроцессорные комплексы защиты. Ряд комплексов релейной защиты в энергосистеме еще не модернизирован, поэтому требуется умение выбирать и рассчитывать уже существующие электромеханические комплексы релейной защиты и автоматики для достижения грамотной эксплуатации.

В работе трансформаторов могут возникать короткие замыкания как в обмотках, так и на вводах, кроме того, в кабелях могут возникать короткие замыкания на земле или между фазами. В рамках нормальной работы трансформаторов также возможны свехтоки, падение уровня масла или повышение температуры.

Исходя из выше написанного следует что защита трансформаторов должна выполнять следующее:

- отключать трансформатор при повреждении;
- отключать трансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.

Для защиты обмоток трансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (ДЗТ).

Для защиты от свехтоков, проходящих по самому трансформатору так и по смежному оборудованию, устанавливают максимальную токовую защиту (МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака трансформатора устанавливают датчик контроля масла

И так же устанавливают защиту от перегрузок на ВН и НН.

## 5.1 Дифференциальная защита трансформатора

Произведём расчёт ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 125,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{рабНН}} = 1374,6 \text{ А,}$$

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1) используется для защиты силовых трансформаторов. Она имеет два основных условия выбора уставки:

- Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.
- Отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего короткого замыкания.

При включении силового трансформатора с высокого напряжения, амплитуда броска тока намагничивания должна быть не более 5 раз больше амплитуды номинального тока защищаемого трансформатора. Это отношение рассчитывается как отношение амплитуды броска тока намагничивания к действительному значению номинального тока первой гармоники, равному  $5\sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенные изменения дифференциального тока, а также на его первую гармонику. Уставка для срабатывания определяется по мгновенному значению тока  $2.5I_{\text{диф}} / I_{\text{НОМ}}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}} / I_{\text{НОМ}} = 4$ , что соответствует  $2.5 \times 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10 / \sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнивая полученные значения, можно сделать вывод о том, насколько точно отстроена отсечка по мгновенным значениям, чтобы учесть возможные броски тока намагничивания. Проведенные расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от

амплитуды этого броска. Допустим, амплитуда броска составляет 7 действующих значений номинального тока. Тогда действующее значение первой гармоники будет равно  $7 \times 0.35 = 2.46$ . Следовательно, даже при установке минимального значения в  $4I$ , отсечка от бросков тока намагничивания и реагирование на первую гармонику дифференциального тока все равно осуществляются.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{НБ}} I_{\text{КЗвнешМАХ*}}, \quad (66)$$

где  $k_{\text{ОТС}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

Коэффициент  $k_{\text{НБ}}$  представляет собой отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей тока внешнего короткого замыкания, приведенной к номинальному току на вторичной стороне трансформатора тока, который составляет 5А.

$I_{\text{КЗвнешМАХ*}}$  - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{4000}{125,5} = 26,8,$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2) используется для защиты трансформаторов. Тормозная характеристика этой защиты показана на рисунке 13 и представлена в относительных единицах, где токи приведены к номинальному току стороны высокого напряжения (ВН). Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон, защищаемых трансформатором.

Базовая уставка  $I_{\partial 1}/I_{НОМ}$  определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать ее значение в диапазоне от 0,3 до 0,5. Для данного случая примем базовую уставку  $I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,3$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ}, \quad (67)$$

где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходной режим, имеет значение 2,5 при превышении доли двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора 50% и значение 2, если доля двигательной нагрузки составляет менее 50%;

$k_{ОДН}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$  - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$  - определяется погрешностью задания номинальных токов для высоковольтной (ВН) и низковольтной (НН) сторон, которая может возникнуть из-за округления при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, внесенными элементами устройства. В данном случае значение принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$  - сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,04) \cdot I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ},$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (68)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{диф} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (69)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83,$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{диф}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{отс} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T}, \quad (70)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3,$$

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (71)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15, \quad (72)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}, \quad (73)$$

Для обнаружения неисправностей в токовых цепях дифференциальной защиты используется сигнализация о небалансе в плечах. Для этого уставка по току устанавливается на уровне, ниже минимальной уставки чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\partial 1} / I_{НОМ}$ ), а уставка по времени составляет несколько секунд. Такое сочетание параметров позволяет выявить возможные неисправности в работе токовых цепей дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

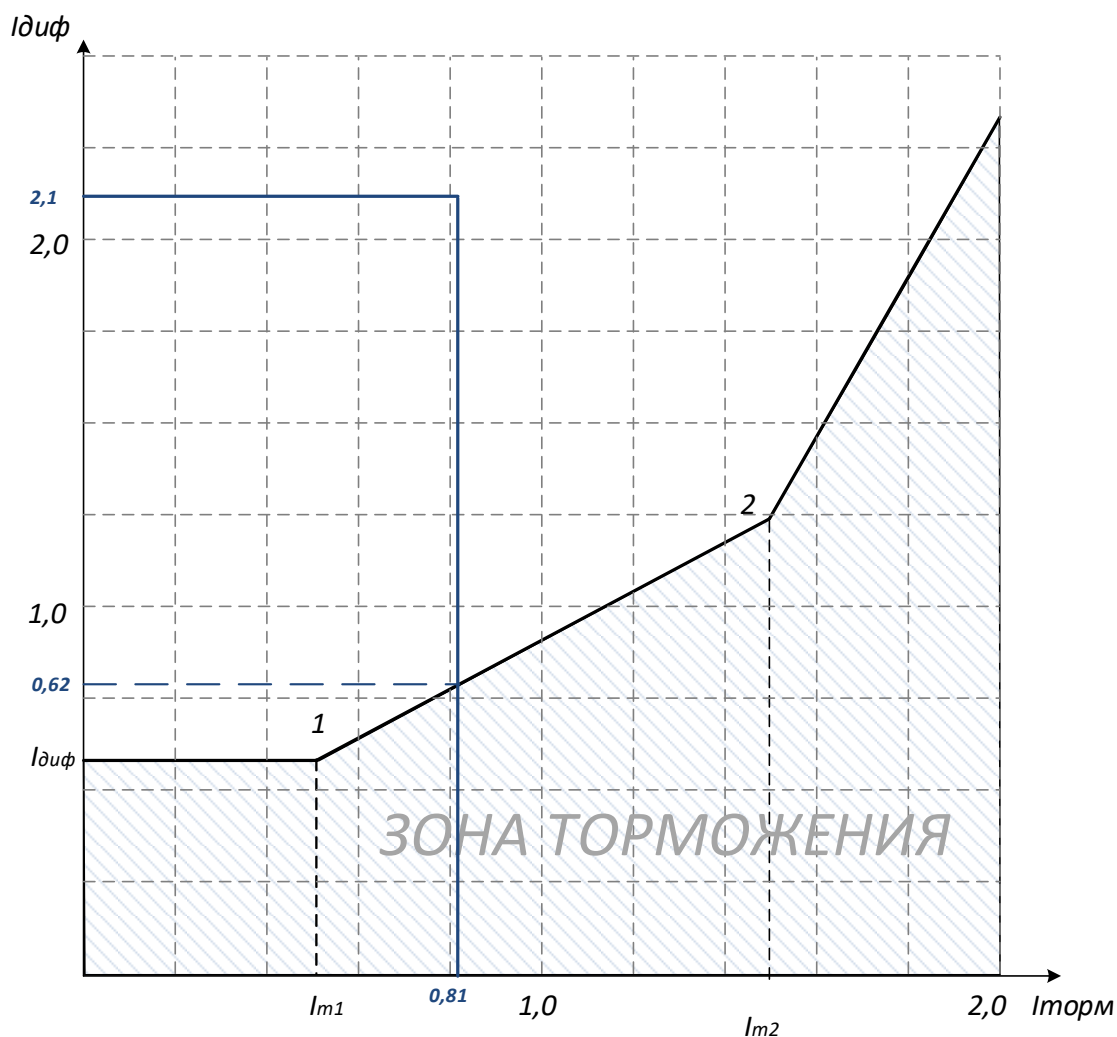


Рисунок 13 – Характеристика срабатывания ДЗТ на базе терминала Сириус-Т

## 5.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита не является первичной защитой для трансформатора, но она обеспечивает полную защиту трансформатора, включая предотвращение воздействия внешних коротких замыканий на него.

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{сзптз} = \frac{K_{над} \cdot K_{бз}}{K_{с}} \cdot I_{рмах}, \quad (74)$$

где  $K_{с}$  - коэффициент самозапуска, равен 2;

$K_{над}$  - коэффициент надежности, равен 1.1;

$K_{вз}$  - коэффициент возврата, равен 0.8.

$$I_{сзттз} = \frac{1,1 \cdot 0,8}{2} \cdot 125,5 = 55,22 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{сзрттз} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сзттз}}{K_{тт110}}, \quad (75)$$

где  $K_{сх}$  - коэффициент схемы при соединении обмоток треугольником равен  $\sqrt{3}$ .

$$I_{сзрттз} = \frac{\sqrt{3} \cdot 55,22}{20} = 4,8 \text{ А},$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзвн}}^{(1)}}{I_{сзттз}}, \quad (76)$$

где  $I_{\text{кзвн}}^{(1)}$  - ток однофазного кз, равен А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4000}{55,22} = 72,4 \geq 1,2,$$

Значение чувствительности подходит.

Выдержку времени МТЗ нужно срабатывать защиты отходящей линии, и это время равно 1.5с.



$$t_{сзттз} = 1.5 + 0.5 = 2 \text{ с,}$$

Расчеты для стороны 10 кВ производим аналогично и сведем результаты в таблицу 20.

$$I_{сзттз} = \frac{1,1 \cdot 0,8}{2} \cdot 1374,6 = 604,8 \text{ А,}$$

$$I_{сзрттз} = \frac{\sqrt{3} \cdot 604,8}{200} = 5,24 \text{ А,}$$

$$K_{ч} = \frac{4000}{604,8} = 6,6 \geq 1,2,$$

Таблица 20 – Расчет реле МТЗ

Сторона	$I_{рмах}$	$I_{сттз}$	$I_{срттз}$	$K_{ч}$
ВН	125,5	55,22	4,8	74,2
НН	1374,6	604,8	5,24	6,6

### 5.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки работает по принципу МТЗ, не является основной защитой трансформатора и работает на сигнал при наличии дежурного персонала, а при его отсутствии работает на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определим по формуле:

$$I_{сзпер} = \frac{K_{отс} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}}, \quad (77)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отсрочки, равный 1.05.

$K_{в}$  - коэффициент возврата принятого типа реле

$$I_{сзпер110} = \frac{1,05 \cdot 125,5}{0,8} = 164,71 \text{ А},$$

$$I_{сзпер10} = \frac{1,05 \cdot 1374,7}{0,8} = 1804,3 \text{ А},$$

Вторичные токи срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{2сзпер} = \frac{I_{српер}}{K_{тт}}, \quad (78)$$

$$I_{2сзпер110} = \frac{164,71}{20} = 8,24 \text{ А},$$

$$I_{2сзпер10} = \frac{1804,3}{200} = 9,02 \text{ А},$$

#### 5.4 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительным и универсальным методом предотвращения внутренних повреждений. Она применяется на трансформаторах с масляным охлаждением, оснащенных расширителем для масла.

Использование газовой защиты обязательно для трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью 6300 кВА и выше, а также для трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью от 1000 до 4000 кВА без быстродействующей защиты. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА с другими быстродействующими защитами применение газовой защиты допускается, но не является обязательным.

Газовая защита работает путем обнаружения разложения масла и органической изоляции внутри бака трансформатора (автотрансформатора), вызванного даже незначительными повреждениями или повышенной

температурой. В результате такого разложения выделяется газ, состав и интенсивность образования которого зависят от характера и размеров повреждения. Защита настроена таким образом, чтобы при медленном образовании газа срабатывал предупредительный сигнал, а при быстром образовании, что происходит при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита может сигнализировать или осуществлять отключение в случае опасного понижения уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является наиболее эффективным и всесторонним методом защиты трансформаторов и автотрансформаторов от внутренних повреждений. Она обнаруживает опасные повреждения, которые не могут быть выявлены с помощью контроля электрических параметров. Эти повреждения включают короткое замыкание между витками обмоток, пожар в магнитопроводе, неисправности переключателей устройств РПН и другие, сопровождающиеся повышением температуры внутренних частей трансформатора в его баке.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому газовая защита настраивается таким образом, чтобы предупреждающий сигнал выдавался при медленном образовании газа, а поврежденный трансформатор отключался при быстром образовании газа, что часто свидетельствует о коротком замыкании. Кроме того, газовая защита может сигнализировать или отключать трансформатор в случае опасного понижения уровня масла в его баке.

Газовая защита имеет две ступени: первая ступень срабатывает при незначительном образовании газа или понижении уровня масла в газовом реле и имеет задержку времени перед сигнализацией; вторая ступень срабатывает при значительном образовании газа, понижении уровня масла в газовом реле или при интенсивном движении масла из бака трансформатора в расширитель, и трансформатор отключается немедленно.

Газовая защита обладает рядом преимуществ: она очень чувствительна и реагирует на практически все виды внутренних повреждений в баке трансформатора; она срабатывает относительно быстро; ее установка проста и она способна защищать трансформатор от нежелательного понижения уровня масла по любым причинам.

У газовой защиты есть некоторые недостатки. Самый серьезный из них заключается в том, что она не обнаруживает повреждения, находящиеся вне бака трансформатора, например, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита также может случайно сработать при попадании воздуха в бак трансформатора, например, при доливке масла после ремонта системы охлаждения и в других случаях. Также возможны ложные срабатывания газовой защиты на трансформаторах, установленных в землетрясениях. В таких случаях рекомендуется переключить защиту на сигнализацию, а не на автоматическое отключение. Из-за этих недостатков газовую защиту нельзя полагаться как на единственное средство защиты трансформатора от внутренних повреждений.

### **5.5 Автоматика ввода резерва**

В настоящее время актуальным является включение автоматических устройств, способных восстанавливать питание для потребителей в случае отключения основного источника электропитания, что может привести к прерыванию работы электрических систем. При решении этой проблемы используются устройства, автоматически активирующие резервное оборудование при отключении основного, но важно учитывать, что такие устройства могут нарушить нормальные технологические процессы.

Рекомендуется использовать устройства автоматического восстановления питания (АВР) в случаях, когда их применение позволяет упростить систему релейной защиты, снизить токи короткого замыкания и сэкономить на оборудовании путем замены кольцевых сетей на радиально-секционированные и подобные технические решения. Таким образом, АВР приобретает дополнительные функции помимо восстановления питания потребителей и активации резервного оборудования.

Устройства АВР могут быть установлены на различных элементах электроустановок, включая трансформаторы, линии, выключатели и электродвигатели. Они обязаны предусматривать возможность автоматического восстановления питания при исчезновении напряжения на шинах питания, возникшем по любой причине, включая короткое замыкание на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройств.

Схема АВР, представлена на рисунке 14.

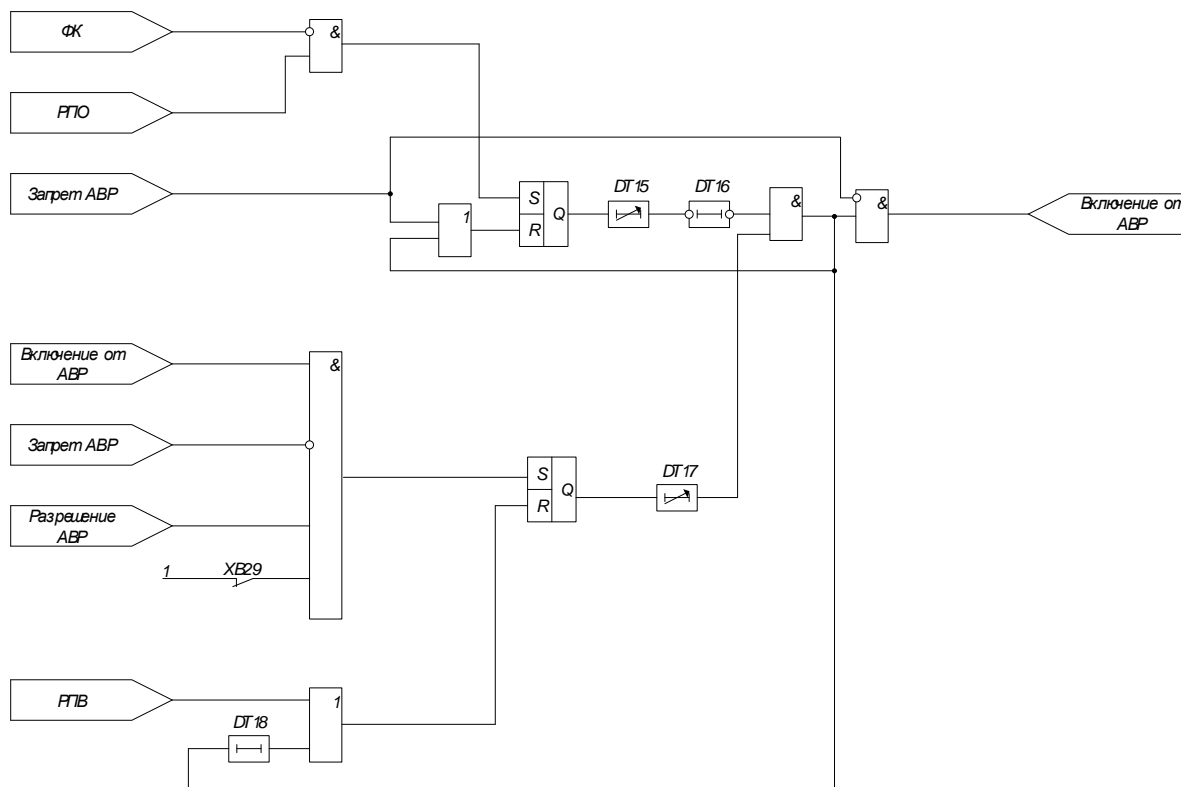


Рисунок 14 – Схема сетевого АВР

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Выбор и проверка заземления подстанции

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и играют важную роль в обеспечении безопасности при работе с электричеством. Они предназначены для защиты области, где расположена электроустановка, и ее окружения, а также для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю. Кроме того, они обеспечивают создание заземляющей цепи при срабатывании защиты от замыкания на землю.

Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [15].

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС:

$$A=95 \text{ м,}$$

$$B= 40 \text{ м,}$$

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером  $a \times b$ .

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (79)$$

$$S = (95 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение  $F = 95 \text{ мм}^2$ ). Т.к. ПС 110 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозионную стойкость:

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (80)$$

где  $I_M$  - ток молнии, А. Принимаем равным 60 кА;

$t$  - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

$\beta$  - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали  $\beta = 21$ ), определяется по ПУЭ.

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{60 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}), \quad (81)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (82)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

$T$  - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е.  $T = 12 \cdot 20 = 240$  мес.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,014 \ln 240 + 0,0224 = 0,782,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2,$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{мер.ст}, \quad (83)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм<sup>2</sup>.

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_z = (a+3) \cdot \frac{b+3}{k} + (b+3) \cdot \frac{a+3}{k}, \quad (84)$$

где  $k$  – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_z = (95+3) \cdot \frac{40+3}{7} + (40+3) \cdot \frac{95+3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{z,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (85)$$

где  $m$  – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (86)$$



$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{z,y} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (87)$$

где  $c$  - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_3 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{z,y} + n \cdot l_6} \right), \quad (88)$$

где  $\rho_3$  - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом·м.

$A$  - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_3 = K_c \cdot \rho_{изм}; \quad (89)$$

$$\rho_3 = 50 \cdot 1,2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot \left( \frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (90)$$

где  $I_m$  - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,249,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (91)$$

$$R_u = 1,249 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом},$$

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

## 6.2 Расчет и проверка молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой  $h=30$  метров. Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб. Самым высоким объектом на подстанции является здание ЗРУ-110, его

высота составляет 11 м. Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

Количество молниеотводов составляет 4 шт. Высота молниеотвод составляет 19 м.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (92)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (93)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (94)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, для здания ЗРУ 11 м.

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами  $h \leq L_{m-m} \leq 2h$ . Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (95)$$

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (96)$$

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м},$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 21.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (92):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м,}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле (93):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м,}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле (94):

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами  $h \leq L_{m-m} \leq 2h$ . Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу (95):

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м,}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (96):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м,}$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле (95):

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м,}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (96):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м,}$$

Таблица 21 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	h <sub>эф</sub> (м)	h <sub>с</sub> (м)	r <sub>0</sub> (м)	r <sub>x</sub> (м)	r <sub>cx</sub> (м)
1-2	38	19	16.5	13.57	20.18	9.18	3.82
1-3	25	19	16.5	15,42	20.18	9.18	5,8
3-4	38	19	16.5	13.57	20.18	9.18	3.82
2-4	35	19	16.5	15,42	20.18	9.18	5,8

## 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

### 7.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения представляют собой совокупность ресурсов в виде материалов, труда и финансов, которые требуются для создания, расширения, модернизации и технического обновления предприятия.

Относительно нового строительства, это включает возведение зданий и сооружений на ранее неиспользуемых участках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью процесса их осуществления и могут быть выполнены либо путем привлечения подрядной организации, либо с помощью собственных сил предприятия. В первом случае специализированная внешняя фирма привлекается для строительства и возведения энергетических и других объектов, в то время как во втором случае предприятие создает временную организационную структуру, которая осуществляет строительные-монтажные работы.

Финансирование капиталовложений осуществляется за счет различных источников:

- Собственные финансовые ресурсы;
- Заемные средства;
- Привлеченные средства.

При проведении технико-экономического расчета применяются упрощенные стоимостные показатели, которые удобно использовать для оценки стоимости энергетического объекта. Упрощенные показатели не учитывают налоги и стоимость оборудования, которая значительно ниже общей стоимости объекта. В капитальные вложения для строительства подстанций включается стоимость необходимого оборудования, такого как трансформаторы, выключатели, а также затраты на установку и наладку противоаварийной автоматики [27].

- капиталовложения на сооружение подстанций,  $K_{ПС}$ ;

$$K = K_{ПС}, \quad (97)$$

Когда мы говорим о вложениях в строительство подстанций, это включает в себя средства, направленные на приобретение трансформаторов, установку распределительных устройств, а также стабильные расходы, связанные с покупкой земли, прокладкой коммуникаций и благоустройством территории [16].

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З}) \cdot K_{П} \cdot K_{ИНФ}, \quad (98)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора;

$K_{ОТ.З}$  – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{РУ}$  – стоимость РУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат. В данном случае  $K_{ПОСТ}=11000$  тыс.руб.;

$K_{П}$  – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1.3.

$$K_{ОТ.З} = S_{ОТ.З} \cdot U_{ОТ.З}, \quad (99)$$

где  $S_{ОТ.З}$  - площадь, отводимой под строительство, земли. В данном случае  $S_{ОТ.З}=12$  тыс.м<sup>2</sup>.

$$K_{ОТ.З} = 12000 \cdot 7 = 84000 \text{ тыс.руб.}$$

Цена на трансформаторы была взята с электронного ресурса, цена была актуальна на время обращения 20.05.2023 [16].



Таблица 22 – Затраты на капиталовложение.

Вид затрат	Тип	Количество	Стоимость (тыс.руб)
Трансформатор	ТДН- 25000/110\10	2	16000
Постоянная часть затрат		1	11000

Капиталовложение в ЗРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки масляного выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 11. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2012 год [14].

$$K_{PY} = (n_{110} \cdot K_{110} + n_{10} \cdot K_{10}), \quad (100)$$

где  $n_{110}$ ,  $n_{10}$  - количество ячеек выключателей на сторонах;

$K_{110}$ ,  $K_{10}$  - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции равный 3.84.

$$K_{PY} = (2 \cdot 963 + 9 \cdot 140) = 3186 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 16000 = 32000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС} = (32000 + 3186 + 11000 + 84000) \cdot 1,3 \cdot 9,5 = 1607797 \text{ тыс.руб.}$$

## 7.2 Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек

Определим издержки:

$$I = I_{\Delta W} + I_{AM} + I_{ЭлР}, \quad (101)$$

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;  
 $I_{ЭиР}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;  
 $I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Амортизационные отчисления – это сумма, которая отражает стоимость основных фондов в расчетах по себестоимости продукции для  $i$ -го вида оборудования. Она определяется на основе формулы (102).

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (102)$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$  – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{1607797}{20} = 80389 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{ноПС} \cdot K_{ПС}, \quad (103)$$

где  $d_{ноПС}$  - нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС.  $d_{ноПС}=0,059$ .

$$I_{ЭиР} = 0,059 \cdot 1607797 = 94860 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = W_{no} \cdot T_{nom}, \quad (104)$$

где  $T_{пот}$  – тариф на покупку потерь для сетевых организаций равный 2 кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 541,07 \cdot 2 = 1082,14 \text{ тыс.руб.}$$

$$dW_{mp} = \left( \Delta P_c + \Delta P_{M.ном} \left( \frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (105)$$

где  $\Delta P_c$  – потери активной мощности. Принимаем равным 25 Вт

$\Delta P_{M.ном}$  – потери активной мощности при номинальной нагрузке.

Принимаем равным 120 Вт

При двух параллельно выключенных трансформаторах:

$$dW_{mp} = \left( 2 \cdot \Delta P_c + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.ном} \left( \frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (106)$$

$$dW_{mp} = \left( 2 \cdot 0,025 + \frac{1}{2} \cdot 0,12 \left( \frac{20,458}{25} \right)^2 \right) \cdot 6000 = 541,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{ПО} = dW_{mp} = 541,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Зная все значения издержек, определим их сумму:

$$I = 1082,14 + 80389 + 94860 = 176331,14 \text{ тыс.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Затраты определяются по формуле:

$$З = K \cdot 0,1 + И, \quad (107)$$

$$З = 1607797 \cdot 0,1 + 176331,14 = 337110,84 \text{ тыс.руб.}$$

### 7.3 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Одной из главных целей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка дохода, полученного от выполнения проекта.

$$O = W_{ПО} \cdot T_{ПЕР}, \quad (108)$$

где  $T_{ПЕР}$  – тариф на передачу электроэнергии, равный 1900 руб./МВт·ч.

$$O = 541,07 \cdot 1900 = 1028033 \text{ тыс.руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект:

$$T_{OK} = \frac{K}{O}, \quad (109)$$

$$T_{OK} = \frac{1607797}{1028033} = 1,6 \text{ лет,}$$

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [21].

На подстанции напряжением 110 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения применяются следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, можно провести осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей.

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям.

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [15].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны

нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [15].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [15].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [17].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;

-члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

## **8.2 Экологичность**

Электроустановки должны соответствовать текущим нормативным документам по охране окружающей природной среды, включая допустимые уровни шума, вибрации, напряженности электрического и магнитного полей, а также электромагнитную совместимость. В электроустановках необходимо предусмотреть меры по сбору и удалению отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды. Согласно требованиям по охране окружающей среды, не допускается попадание указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги и на территории, не предназначенные для их хранения [13].

На подстанциях существует потенциальная опасность загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом в случае возникновения повреждений внешнего корпуса силовых трансформаторов, которые могут привести к утечкам масла на землю. С целью предотвращения распространения пожара и минимизации таких утечек, на подстанциях устанавливаются специальные маслосборники, маслоприемники и маслоотводы. Эти меры предназначены для сбора и утилизации трансформаторного масла в случае возгорания силовых трансформаторов, содержащих более одной тонны масла [13].

В данном разделе мы исследуем вопрос экологической безопасности при использовании силового трансформаторного оборудования с высоким уровнем масла в его емкости. В качестве примера для расчетов рассмотрим



трансформаторы марки ТДН-25000/110. Технические характеристики этого типа трансформаторов приведены в таблице 23 [29].

Таблица 23 - Параметры трансформатора ТДТН – 25000/110 – У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДН-25000/110	25	45	11,5	5080	5515	3790

Для марки трансформатора ТДН-25000/110-У-1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 10 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для одновременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

**Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:**

1. С установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для эффективной удаления масла и воды из маслоприемника требуется установить специальные маслоотводы с определенным диаметром, который должен быть рассчитан таким образом, чтобы за 15 минут отводилось 50% масла и полное количество воды, используемой при пожаротушении.

На подстанциях установлены трансформаторы мощностью 25 МВА с напряжением 110 кВ. Согласно паспортным данным, их общая масса составляет 45 тонн. Масло, содержащееся внутри трансформатора, имеет массу 11,5 тонн, а его объем рассчитывается по формуле [5].

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (110)$$

$$V_{mm} = \frac{11,5}{0,885} = 12,99 \text{ м}^3,$$

где  $\rho_m$  -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500-  
 $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$  [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (111)$$

$$L' = 5,52 + (2 \cdot 1,5) = 8,5 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (112)$$

$$B' = 3,8 + (2 \cdot 1,5) = 6,8 \text{ м},$$

Где  $\Delta = 1,5 \text{ м}$  – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определен для массы трансформаторного масла в интервале от 10 до 50 тонн [15].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{\text{мп}} = L' + B', \quad (113)$$

$$S_{\text{мп}} = 8,515 \cdot 6,79 = 57,82 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{г}} + h_{\text{в}} + h_{\text{мм}} + h_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (114)$$

где  $h_{\text{г}} = 0,25 \text{ м}$  – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_{\text{в}} = 0,05 \text{ м}$  – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,

$h_{\text{мм}}$  и  $h_{\text{H}_2\text{O}}$  – высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  в течении 30 минут [15].

$$h_{\text{мм}} = \frac{V_{\text{мм}}}{S_{\text{мп}}}, \quad (115)$$

$$h_{mm} = \frac{12,99}{57,82} = 0,23 \text{ м},$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{mn}}, \quad (116)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mn} \cdot S_{бнт}), \quad (117)$$

где  $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  - секундный расход воды,  $t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$ .

$S_{бнт}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{бнт} = 2 \cdot H \cdot (L \cdot B), \quad (118)$$

$$S_{бнт} = 2 \cdot 5,08 \cdot (5,515 \cdot 3,79) = 94,54 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (57,82 \cdot 94,54) = 43,9 \text{ м}^3,$$

$$h_{H_2O} = \frac{43,9}{57,82} = 0,76 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{mn} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 0,76 = 1,3 \text{ м, чч}$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке 15.

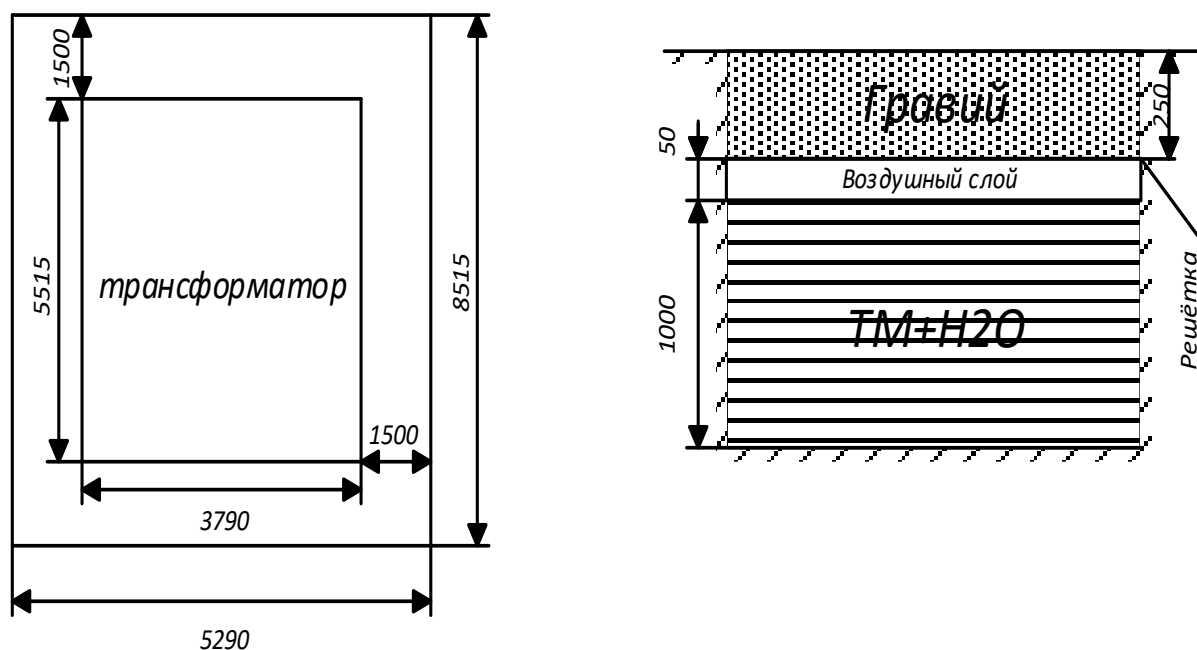


Рисунок 15 – Схема маслоприёмника.

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в открытые сливные люки или во время грозы запрещен. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприемнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла должен быть оснащен мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов,

подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать все пролитое масло.

### **8.3 Чрезвычайная ситуация**

ЧС Чрезвычайные ситуации (ЧС) на электроподстанциях (ПС) могут возникать в результате различных производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий и диверсий.

Они могут быть как техногенного, так и природного происхождения.

Производственные аварии на ПС включают в себя неожиданную остановку работы или нарушение нормального процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, что может привести к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования и нанести вред людям.

Примерами производственных аварий на ПС являются поломка или неисправность электрооборудования, такие как обрыв изолятора, падение опоры линий электропередачи или возникновение пожара, приводящего к замыканию. К природным авариям на ПС относятся разрушения, вызванные ударами молнии во время грозы, обрыв фазы на линиях электропередачи из-за сильного ветра или обледенение проводов линий электропередач.

В качестве распространённого вида чрезвычайной ситуации на ПС рассмотрим пожар. В этом случае наиболее вероятными причинами возгорания могут быть короткое замыкание, перегрузка оборудования, нарушения правил эксплуатации, а также механические повреждения электрооборудования.

Основными противопожарными мероприятиями, которые должны быть предприняты на ПС, являются следующие:

-Обеспечение пожарной безопасности при проектировании и строительстве ПС. Необходимо учитывать требования пожарной безопасности на этапах проектирования и строительства ПС, в том числе правила размещения и защиты оборудования, пожарную классификацию материалов и конструкций, а также требования к системам противодымной защиты [19].

-Профилактические меры. Они включают в себя обеспечение своевременного проведения технического обслуживания оборудования, его диагностику, контроль температурного режима, очистку от пыли, грязи и мусора. Также необходимо проводить регулярные тренировки персонала по действиям в случае возникновения пожара [19].

-Организация противопожарной защиты. Для предотвращения пожаров необходимо использовать автоматические системы оповещения и пожаротушения, устанавливать системы автоматического пожаротушения, противодымную защиту и системы охлаждения оборудования [19].

-Действия при возникновении пожара. Если пожар все же произошел, необходимо немедленно вызвать пожарную команду, уведомить персонал и эвакуировать людей из здания. В зависимости от масштабов и характера возгорания необходимо выбрать соответствующие средства пожаротушения и организовать их применение. В случае пожара на ПС закрытого типа, важно также проветрить помещения и обеспечить доступ пожарных команд к техническим помещениям [19].

-Контроль и анализ пожаров. Для предотвращения повторения пожарных ситуаций необходимо проводить анализ и контроль возникших пожаров. Анализируются причины и обстоятельства возгорания, принимаются меры для устранения выявленных недостатков, улучшения технических решений и повышения квалификации персонала [19].

Для предупреждения и тушения пожаров на ПС рекомендуется использовать различные средства пожаротушения, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, например, системы пенного пожаротушения или системы газового пожаротушения [19].

Кроме того, важно помнить о правилах хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, в хорошем состоянии, срок службы не должен истекать, а персонал должен знать, как правильно использовать огнетушитель.

Правила и порядок устранения пожара на энергетическом объекте[24]:

1) Если кто-либо замечает пожар на энергообъекте, он обязан немедленно сообщить о происшествии в пожарную охрану и старшего по смене. Также первый обнаруживший должен попытаться потушить огонь с помощью имеющихся у него средств.

2) Старший по смене или дежурный персонал должны определить точное место возгорания, потенциальные пути распространения огня, а также угрозы для электрооборудования и участки электрической сети, которые находятся в опасной зоне.

3) После обнаружения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить работу автоматической (стационарной) системы пожаротушения. Они должны создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар. Для этого может потребоваться отключение оборудования, снятие напряжения или слив масла. Кроме того, необходимо назначить человека, знакомого с расположением подъездных путей и источников воды, чтобы встретить пожарных по их прибытии.

4) До прибытия первой пожарной бригады руководитель энергопредприятия или старший по смене должны управлять процессом тушения пожара. Однако по прибытии старшего командира пожарной бригады на место происшествия руководство тушением огня переходит на него.

5) Дежурный персонал имеет право отключать электрические соединения, на которых возник пожар, без предварительного разрешения вышестоящего руководителя, ответственного за оперативное руководство. Однако после выполнения отключения необходимо сообщить о произведенных действиях.

6) Пожарные бригады могут приступить к тушению пожара после проведения инструктажа со стороны старшего технического персонала и получения письменного разрешения на тушение огня.

7) Работа пожарных бригад при тушении пожара осуществляется с учетом указаний старшего технического персонала, чтобы соблюдать правила



безопасности и предотвратить возможное возгорание соседнего оборудования. Необходимо согласование действий по размещению сил и средств пожаротушения.

8) Персоналу пожарной службы запрещено проникать за ограждения электроустановок, находящихся под напряжением. Во время пожара необходимо усилить охрану территории и предотвратить доступ посторонних лиц на место чрезвычайной ситуации.

Кроме того, необходимо расположить инвентарь для тушения пожаров на хорошо видимом месте, обеспечивая свободный доступ к нему. Кроме того, следует окрасить его масляной краской ярко-красного цвета [19].

Для превентивного предотвращения пожаров на подстанции с установленными трансформаторами мощностью 25 МВА можно применить автоматическую систему пожаротушения, основанную на распылении воды. Эта система включает в себя насосную станцию с ДЗ20-50 насосами, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с ОПДР-15 оросителями и пожарные резервуары.

Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, подключаемые к пожарным гидрантам, с расходом 10 л/с.

Для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором на подстанциях применяются специальные маслоприемные ямы. Эти ямы покрыты решеткой и заполнены гравием. В случае пожара трансформатора масло из его бака сливается через нижний спускной кран, проникает через гравий в яму, что помогает сдержать распространение огня.

Система автоматического пуска активируется при обнаружении пожара в помещении с помощью датчика пожарной сигнализации, а также при срабатывании защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения, такие как газообразные выбросы или изменения параметров. Автоматический пуск может быть осуществлен как локально через

дистанционное управление со щита, так и вручную на месте установки в безопасном от пожара месте.

Для защиты трансформаторов и других электроустановок, находящихся рядом с источником возгорания, эффективным решением является использование распыленной воды. Однако не рекомендуется использовать компактные водяные струи для тушения горячего масла, чтобы не способствовать распространению пожара. Методы тушения других маслonaполненных аппаратов аналогичны методам тушения трансформаторов: необходимо отключить аппарат со всех сторон, заземлить его и использовать имеющиеся подручные средства для тушения пожара [19].

При тушении пожара в электроустановке необходимо принимать ряд важных мероприятий, чтобы обеспечить безопасность и сократить возможные повреждения. В первую очередь, необходимо защитить и сохранить работоспособность аппаратуры, расположенной на ключевых участках, таких как управляющие щиты и релейные панели. Это поможет предотвратить серьезные последствия и сохранить нормальную работу системы.

В случае, если на панелях возникло загорание кабелей и аппаратуры, необходимо принять меры по снятию напряжения перед началом тушения. Это важно, чтобы предотвратить распространение огня на соседние панели и обеспечить более эффективное тушение пожара. Запрещается касаться кабелей, проводов и аппаратуры при тушении пожара без предварительного снятия напряжения, поскольку это может привести к опасным последствиям, включая поражение электрическим током.

Для обеспечения безопасности в помещении, где установлена аккумуляторная установка, рекомендуется использовать принудительную вентиляцию с резервным оборудованием. Это обеспечит подачу свежего воздуха и отвод вредных газов, что снизит риск возникновения взрыва и создаст более безопасные условия работы в помещении. Кроме того, для вентиляторов и светильников следует установить специальные взрывобезопасные

электродвигатели, которые обладают дополнительными защитными свойствами и способны предотвратить возгорание или взрыв.

Техническое обслуживание и проверка электрооборудования должны проводиться регулярно. Это позволит выявлять возможные неисправности и риски возникновения пожара заранее, а также принимать соответствующие меры по их устранению. Неправильная эксплуатация и превышение допустимых нагрузок являются одними из основных причин пожаров в электроустановках, поэтому важно соблюдать правила эксплуатации и не допускать перегрузок электрических систем.

В целом, соблюдение этих рекомендаций поможет повысить безопасность при тушении пожара в электроустановках, минимизировать риски возникновения пожара и обеспечить более безопасную эксплуатацию электрооборудования [10].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование новой ПС 110 кВ для осуществления электроснабжения потребителей новых жилых районов города Благовещенск.

Проектирование новой ПС 110 кВ было вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение.

Целью ВКР было проектирование новой подстанции напряжением 110/10 кВ в связи со значительным увеличением нагрузки планируемых к вводу потребителей. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих и планируемых к строительству потребителей электрической энергии.

Задачи, выполненные для достижения цели:

- выбраны трансформаторы мощностью 25 МВА;
- рассчитаны токи КЗ, выбраны и проверены выключатели, разъединители, гибкие и жесткие шины, ОПН и КРУ;
- выбрана релейная защита;
- произведен расчет заземления подстанции и её молниезащиты.
- показана примерная стоимость реализации проекта и рассчитан срок его окупаемости.
- в разделе БЖД были описаны методы по обеспечению защиты работников и был произведён расчёт маслоприёмников для силового трансформатора.

Реализация данного проекта позволит обеспечить надёжное электроснабжение потребителей. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружения были минимальны.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 3 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. – 90 с.
- 4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 01.05.2023).
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 7 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 10.05.2023).
- 8 Градостроительный кодекс РФ "Порядок подготовки проекта правил землепользования и застройки." от 29.12.2004 № 190-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. - 28.04.2023 г. - Ст. 31
- 9 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168с.

- 10 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 11 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.
- 12 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с
- 13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 14 Особенности расчета коэффициента нагрузки трансформатора // О трансформаторе URL: <https://otransformatore.ru/vopros-otvet/koeffitsient-nagruzki-transformatora/> (дата обращения: 20.04.2023).
- 15 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
- 16 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: <http://russete.ru/prays-transformatory> (дата обращения: 29.05.2-23).
- 17 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"
- 18 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 19 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с

20 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 632 с.

21 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

22 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

23 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника"/ АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. - 3-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 315 с

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по оперативным переключениям в распределительных сетях ТИ Р М-070-2002 [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012. — 16 с. — 978-5- 98908-083-Х

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

27 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 376с

28 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.04.2023);

29 Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимов и др.: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.

30 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

31 Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ ЧАСТЬ 1. - Благовещенск: АмГУ, 2014. -  
109 с.