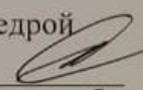


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

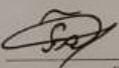
Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 27 » 06 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

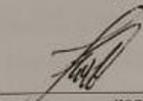
на тему: Реконструкция подстанции Северная напряжением 110/10 кВ с заменой силовых трансформаторов в Республике Крым

Исполнитель  
студент группы 842-об1

  
05.06.2022  
подпись, дата

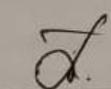
Д.В. Баранов

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
24.06.2022  
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
06.06.2022  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд.техн.наук

  
24.06.2022  
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 15 » 03 2022 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Баранова Дмитрия Витальевича \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Северная напряжением 110/10 кВ с заменой силовых трансформаторов в Республике Крым

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-УР)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схема и программа развития электроэнергетики Республики Крым на 2021-2025 гг., нормативно-справочная литература: ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Описание района размещения ПС Северная. Реконструкция ПС Северная. Выбор электрических аппаратов. Заземление и молниезащита ПС. Релейная защита и автоматика. Безопасность и экологичность. Техничко-экономические характеристики.

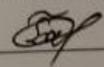
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше. Однолинейная схема ПС 110 кВ Северная. Расчет токов короткого замыкания. Разрез ПС 110/10 кВ Северная. Заземление и Молниезащита ОРУ 110 кВ. План РП – 10 кВ, Заземление РП. Логические цепи релейной защиты на терминале RET 670.

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

7. Дата выдачи задания 12.02.2022

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

Задание принял к исполнению (дата): 12.02.2022

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 120 страницы, 112 формул, 9 рисунков, 22 таблиц, 21 использованных источника.

СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ПИТАЮЩАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция подстанции 110/10 кВ Северная.

При разработке выпускной квалификационной работы был выполнен следующий объем работ: рассчитаны электрические нагрузки и токи короткого замыкания, выбрано и проверено электрооборудование на ПС; определены параметры заземляющих устройств и молниезащиты проектируемой ПС, рассчитана релейная защита и автоматика.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткое описание района размещения электроснабжения подстанции «Северная»	10
1.1 Климатическая характеристика района.	10
1.2 Экономика Симферополя	12
1.3 Энергетика	12
2 Реконструкция подстанции Северная	14
2.1 Общие положения	14
2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	15
2.3 Расчёт токов КЗ	18
2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	21
3 Выбор электрических аппаратов	24
3.1 Общие положения	24
3.2 Выбор выключателей	24
3.3 Выбор разъединителей 110 кВ	29
3.4 Выбор ячеек КРУ	30
3.5 Выбор трансформаторов тока	32
3.6 Выбор трансформаторов напряжения	38
3.7 Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН	40
3.8 Выбор и проверка сборных шин	42
3.9 Выбор и проверка изоляторов	46
3.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	47
4 Заземление и молниезащита ПС	49
4.1 Заземление ПС	49
4.2 Расчет заземления распределительного пункта.	57
4.3 Защита ПС от прямого попадания молнии	62
4.4 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений	65

5 Релейная защита и автоматика, сигнализация	70
5.1 Выбор системы оперативного тока	70
5.2 Расстановка средств релейной защиты в схеме внешнего электроснабжения	72
5.3 Релейная защита силовых трансформаторов ПС	74
5.4 Автоматика	83
5.5 Сигнализация	85
6 Безопасность и экологичность	87
6.1 Безопасность	87
6.1.1 Реконструкция ПС	87
6.1.2 Установка трансформаторов, правила проведения работ	87
6.1.3 Мероприятия по защите от шума, создаваемого трансформаторами	89
6.1.4 Мероприятия по защите от шума, создаваемого воздушными линиями электропередачи	90
6.1.5 Мероприятия по защите от электрического поля промышленной частоты	91
6.1.6 Базовый принцип защиты от поражения электрическим током и электрической дугой	93
6.1.7 Основные требования безопасности при монтаже и эксплуатации ВЛ	96
6.1.8 Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В	97
6.2 Экологичность	99
6.2.1 Расчет шума, создаваемого трансформаторами	99
6.3 Чрезвычайные ситуации	102
6.3.1 Пожарная безопасность на объекте	102
6.3.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП	104
6.3.3 Организационные и технические мероприятия при эксплуатации и ремонте ТП	105
6.3.4 Работа с элегазом	107
6.3.5 Порядок разработки перечня мероприятий по предупреждению ЧС при проектировании объектов	110
6.3.6 Безопасность людей в ЧС	112

7 Техничко-экономические характеристики	114
Заклучение	117
Библиографический список	118

## ВВЕДЕНИЕ

Целью данной ВКР является реконструкция ПС 110/10 кВ Северная.

Комплекс мероприятий инвестиционной программы по сетям 0,4-110 кВ направлен на выполнение работ по реконструкции, техническому перевооружению, модернизации существующих объектов. Причиной тому послужил высокий технический износ электрооборудования.

Техническое перевооружение и реконструкция подстанций предусматривает замену устаревших, выработавших свой коммутационный ресурс масляных выключателей 10-110 кВ на современные, малообслуживаемые, надежные и пожаробезопасные вакуумные и элегазовые выключатели, также установку их вместо отделителей и короткозамыкателей, замену разрядников на ограничители перенапряжения, замену аккумуляторных батарей, замену щитов постоянного тока.

Согласно представленным данным собственника с ПС 110 кВ Северная отсутствует возможность перевода электрической нагрузки на другие центры питания, как в нормальной схеме электрической сети, так и в режиме послеаварийного отключения на длительный период.

Максимальная нагрузка данной подстанции за отчетный период 2018–2020 годов

составила:

- в зимний период: 21,48 МВА (108 А по стороне 110 кВ);
- в летний период: 16,56 МВА (82 А по стороне 110 кВ).

Что соответственно, будет превышать АДТН (2 часа) как в зимнем, так и в летнем режимах работы.

Мощности трансформаторов Т-1, Т-2 недостаточно для покрытия существующей нагрузки ПС 110 кВ Северная в ПАР отключения одного из трансформаторов.

С целью повышения надежности электроснабжения центрального региона запланировано выполнить:

Увеличение мощности существующих силовых трансформаторов 2\*16 МВА на трансформаторы мощностью 2\*63 МВА позволит обеспечить запрашиваемую заявителями мощность нагрузки. В результате выполненных работ на источнике питания – ПС 110 кВ Северная образуется дополнительный резерв мощности, который позволит обеспечить рост потребляемой мощности во вновь строящемся микрорайоне.

# 1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «СЕВЕРНАЯ»

## 1.1 Климатическая характеристика района.

Объект реконструкции – подстанция Северная – расположен в центре Крымского полуострова, Киевском районе, в городе Симферополь.

Местоположение ПС Северная представлено на рисунке 2.

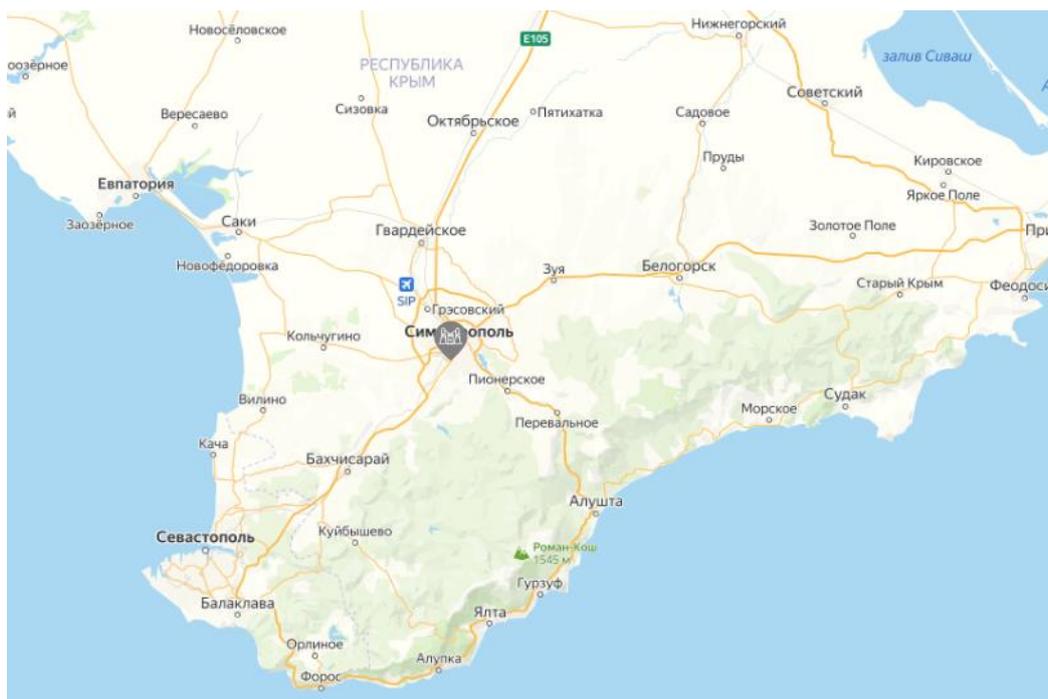


Рисунок 1 – Местоположение ПС Северная

Территория Крыма, несмотря на относительно небольшой размер, отличается разнообразным климатом. Климат Крыма делится на три подзоны:

- Степной Крым (большая часть Крыма, север, запад и центр Крыма).
- Крымские горы
- Южный берег Крыма

В Степной части Крыма преобладает умеренно континентальный климат с длительным жарким летом и короткой мягкой зимой. Такие климатические условия связаны с тем, что для приходящих на территорию Степного

Крыма воздушных масс практически нет никаких препятствий. Поэтому происходит приток как воздушных масс с Атлантического океана, так и арктического и тропического воздуха с севера и юга. Баланс влаги в Степном Крыму является отрицательным и сопровождается большой неустойчивостью увлажнения. Впоследствии это влечёт за собой засухи и суховеи.

На южной части берегов Крыма температура достигает до +6 °С. В восточной части Крыма климат более теплый и обычной температурой в июле и августе является примерно +27 °С. В среднем в год по северной части осадков выпадает от 300-400 мм и в пределах гор достигает до 1000-2000 мм.

В Крымских горах преобладает горный климат который выражено зависит от высоты. Для берегов Крыма с южной стороны обыкновенен субсредиземноморский климат и поэтому снежный покров не появляется надолго.

В Симферополе преобладают сухостепной и предгорный климаты. Обычным делом является щадящая зима и довольно долго сохраняющееся жаркое лето. Средний уровень осадков в центральной части Крыма примерно равен 450 мм. Средняя продолжительность светлых суток примерно равна 2469 часам в год. На период начального роста всех растений выпадает около 270 мм осадков. Больше всего осадков выпадает летом, но из-за нахождения рядом с средиземноморским климатом дополнительный максимум осадков приходится на декабрь.

Климатические характеристики приведу в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Параметры	Холодный период года (ноябрь/март)	Теплый период года (апрель/октябрь)
1	2	3
Абсолютная минимальная температура	– 32,00 С	+ 41,00 С
Средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%)	70	48
Преобладающее направление ветра	южное	северное

1	2
Среднегодовая продолжительность гроз	IV (40-60 часов в год)
Средняя годовая скорость ветра	2,5 м/с
Максимальная скорость ветра в течение года	31 м/с
Максимальная скорость порывов ветра	36 м/с
Район по давлению ветра	III
Район по пляске проводов	Умеренный
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда	20 мм
Сейсмичность района строительства	III группа (6-8 баллов)

## 1.2 Экономика Симферополя

Симферополь - большой промышленный центр. Главными отраслями: машиностроение, пищевая и лёгкая промышленности. Всего в городе находится не менее 70 значительных предприятий, среди которых «Пневматика», машиностроительный завод «Симферопольсельмаш», электромашиностроительный завод (Фирма «СЭЛМА»), предприятие «Эфирмасло», заводы бытовой химии и пластмасс, предприятия «Крымстройматериалы» и «Крымнерудпром». Крупнейшим предприятием города является завод по выпуску электроинструмента, микромашин и систем корабельной автоматики «Фиолент».

## 1.3 Энергетика

В 1960 году была построена Симферопольская ТЭЦ мощностью около 70 МВт. После реконструкции 2000-х годов мощность увеличилась до 92 МВт. В 2014-2016 годах, после присоединения Крыма к России, мощность ТЭЦ в результате обновления оборудования была увеличена до 100 МВт.

В 2019 году, была построена и введена в эксплуатацию Таврическая ТЭС общей мощностью 470 МВт. Введение данной электростанции позволило полностью обеспечить энергетическую независимость Симферополя.

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Республики Крым представлена на рисунке 2.

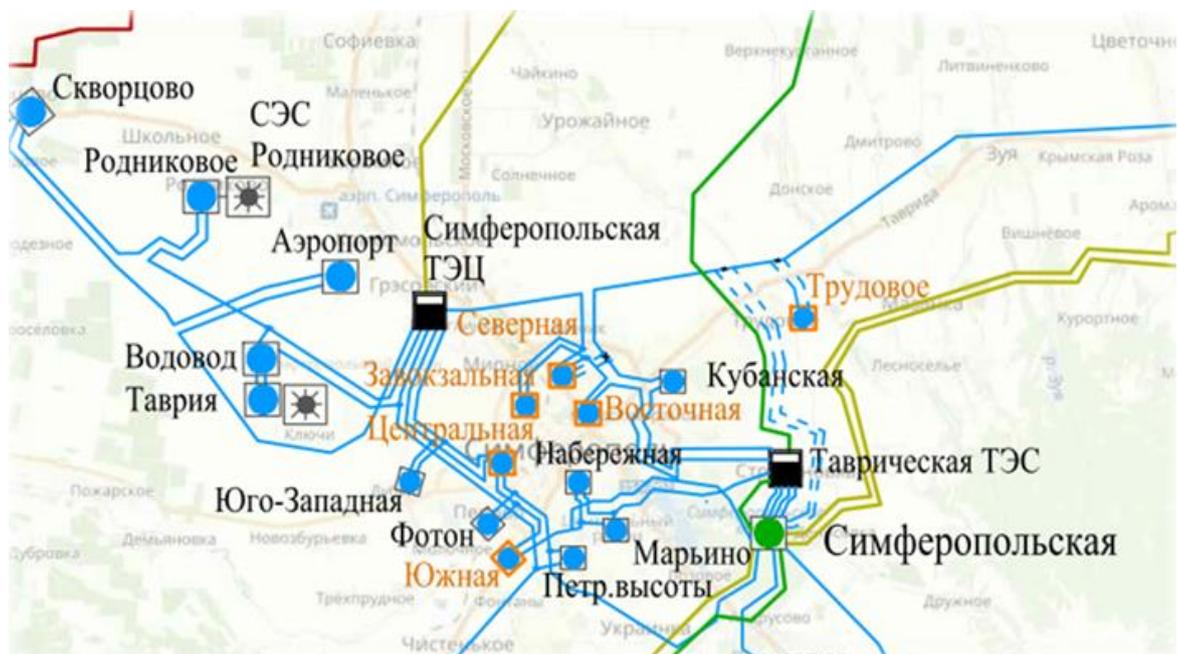


Рисунок 2 - Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Республики Крым

## 2 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ СЕВЕРНАЯ

### 2.1 Общие положения

Чтобы правильно выбрать электрооборудование и проверить его по току к.з. нам необходимо найти:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и результат этого значения в расчетный момент времени
- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток к.з.

Метод расчета тока к.з. аналитическим способом включает в себя такие пункты как:

- необходимость определения эквивалентной схемы замещения и нахождение результатов ее элементов;
- необходимость преобразование составленной эквивалентной схемы;
- нахождение нужного тока к.з.

Можно найти расчетный ток к.з. в зависимости от нужного назначения расчета.

Проводим проверку трехфазного тока к.з. на такие виды как: динамическая стойкость, у выбранных выключателей проверяем на отключающую способность этих выключателе, а также проводим проверку на термическую стойкость.

Если учитывать все режимы работы действительные характеристики каждого приведенного элемента сети, то расчет будет очень сложным. Поэтому можно немного упростить вычисления некоторыми методами, которые не будут сильно влиять на конечный результат. Такие методы как:

- можем не учитывать емкостную проводимость линий;

- пренебречь намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- допущение, что трёхфазная система должны быть симметричной, значит влияние нагрузок на ток к.з. будем учитывать приближенно;
- не будем брать во внимание насыщение магнитных систем, что даст нам возможность считать индуктивные сопротивления всех элементов цепи постоянными и которые не будут зависеть от тока;
- примем, что фазы ЭДС всех генераторов остаются одинаковыми (отсутствие качания) в течение протекания процесса к.з.;
- рассчитывая ток к.з. обычно игнорируют активное сопротивление цепи, если будет выполняться данное соотношение  $\frac{x}{r}$  более трех. Но все же мы должны учитывать активное сопротивление для нахождения постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. -  $T_a$ . Значение  $T_a$  будем находить приближенно.

Изложенные выше методы вместе с некоторым упрощением расчетов обязаны привести к небольшому завышению токов к.з., но если все расчеты проводить правильно, то такая погрешность не будет превышать 10%, что можно считать приемлемым.

## **2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров**

Расчеты будем проводить приближенным методом приведения, что даст нам возможность довольно быстро и легко привести нужную схему замещения. Распишем необходимые для расчета средние значения номинальных напряжений:

$U_{cp}$ : 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0,4; 0,23кВ.

Будем вести расчет с в относительных величинах с помощью приближенного способа. Базисная мощность будет принята как  $S_6 = 100$  МВА.

Составим исходную схему электрической сети.

Исходная схема сети представлена на рисунке 3.

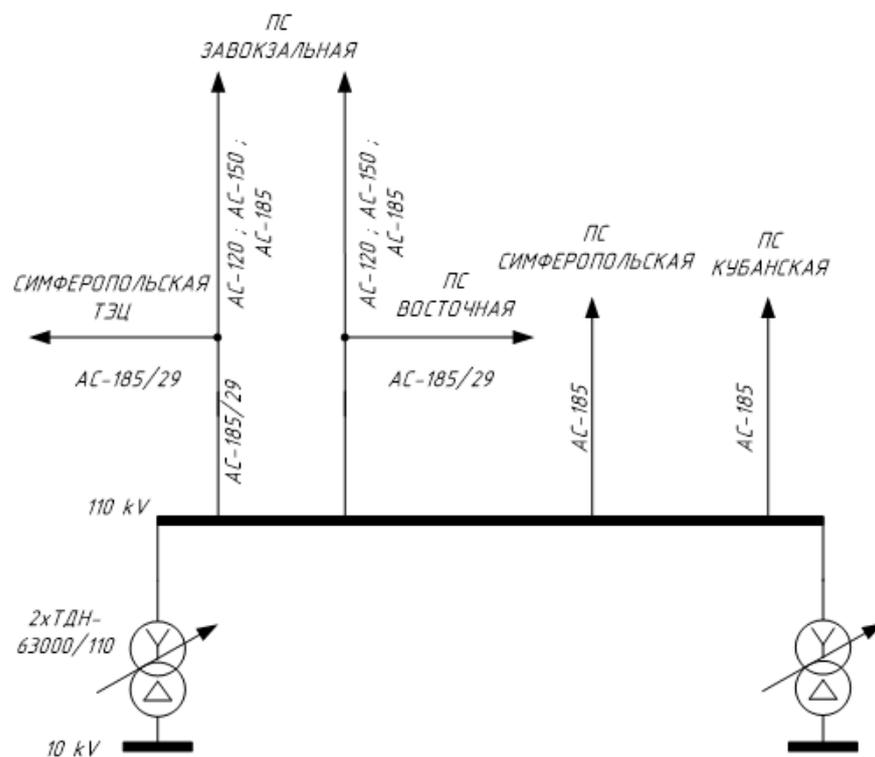


Рисунок 3 – исходная схема сети

Учитывая сопротивления всех элементов сети составляем схему замещения.

Схема замещения представлена на рисунке 4.

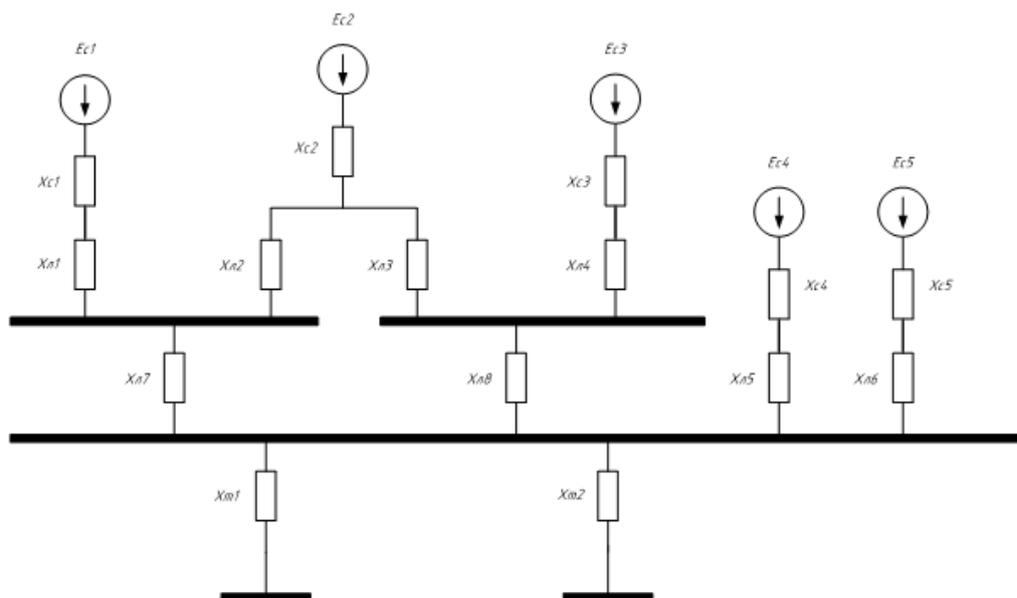


Рисунок 4 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор номинальной мощностью  $S_{T, \text{ном}} = 25$  МВА: Напряжение короткого замыкания трансформатора, %:

$$U_{к\%} = 10,5 \%$$

Сопротивление систем можно определить по формуле:

$$X_C = 1 \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}; \quad (1)$$

где  $S_{\delta}$  – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$  - ток к.з. на шинах, кА.

$$X_C = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,5} = 4,1 \text{ Ом};$$

Индуктивные сопротивления трансформатора определяются по формуле:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_{кз} \cdot U_{\text{ср.н}}^2}{100 \cdot S_n}; \quad (2)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,04 \text{ Ом};$$

### 2.3 Расчёт токов КЗ

Для расчёта необходимо составить схему замещения, которую впоследствии преобразуем в процессе эквивалентирования.

Схема замещения до эквивалентирования представлена на рисунке 5.

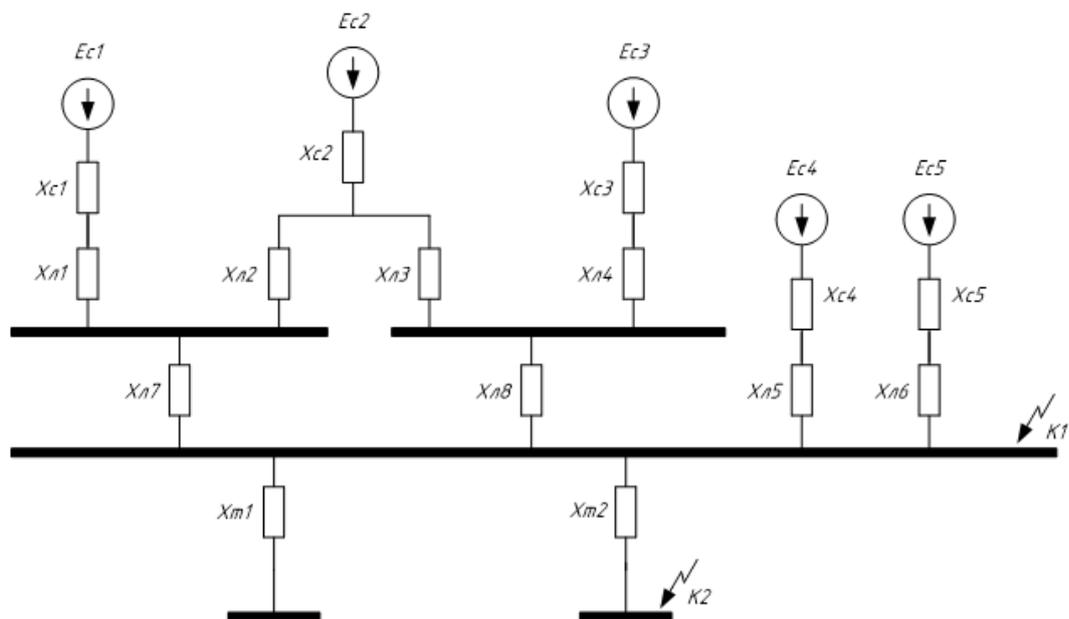


Рисунок 5 – Схема замещения до эквивалентирования

ЭДС всех систем принимаем как систему бесконечной мощности ( $E_c=1$ )

Для максимального режима сопротивления трансформаторов представ-

вим в виде:

$$X_{mэ} = \frac{X_{m1}}{2} + \frac{X_{m2}}{2}; \quad (3)$$

$$X_{mэ} = \frac{22,04}{2} + \frac{22,04}{2} = 22,04 \text{ Ом};$$

Схема замещения после эквивалентирования представлена на рисунке 6.

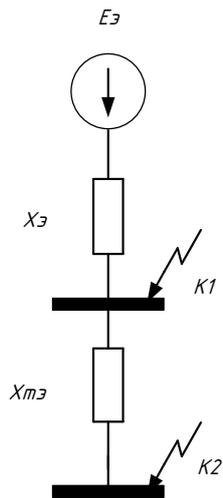


Рисунок 6 – Схема замещения после эквивалентирования

При увеличении нагрузки будет включен в параллель второй трансформатор. В этом случае схема замещения при трёхфазном коротком замыкании будет иметь вид, представленный на рисунке 7.

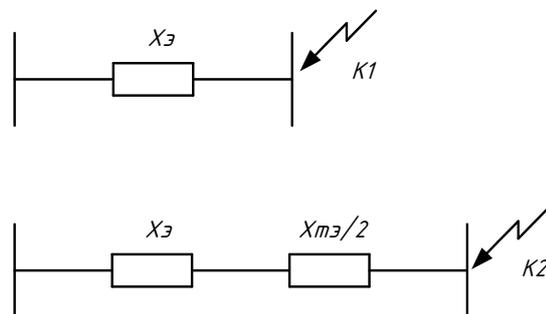


Рисунок 7 – Схема замещения при трехфазном КЗ в режиме максимальных нагрузок

Расчет базисных токов:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} ; \quad (4)$$

$$I_{\sigma_{110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ A};$$

$$I_{\sigma_{10}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ A};$$

1) место КЗ на стороне ВН;

2) место КЗ на стороне НН.

Периодическая составляющая в начальный момент времени:

**Для точки К1**

Начальный периодический ток:

$$I_{n0,K1}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_c} ; \quad (5)$$

$$I_{n0,K1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,1} = 16,2 ;$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0,K1} \cdot K_{уд} ; \quad (6)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 16,2 \cdot 1,7 = 38,9 \text{ кА};$$

**Для точки К2**

Начальный периодический ток:

$$I_{n0,K2}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_m)} \cdot \frac{110}{10,5}; \quad (7)$$

$$I_{n0,K2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (22,04 + 4,1)} \cdot \frac{110}{10,5} = 26,6 ;$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0,K2} \cdot K_{уд} ; \quad (8)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 26,6 \cdot 1,8 = 67,7 \text{ кА};$$

## 2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Число трансформаторов на подстанциях определяется категориями потребителей электроэнергии, в данном случае присоединяемые объекты относятся к потребителям первой категории и поэтому на рассматриваемой ПС должны быть установлены не менее двух трансформаторов одинаковой мощности.

Исходя из этого, мощность трансформатора определится из выражения:

$$S_T = \frac{S_{нагр}}{k_{загр} \cdot n} ; \quad (9)$$

где  $k_{загр}$  – коэффициент загрузки трансформатора,  $k_{загр}=0,8$ ;

$S_{нагр}$  – нагрузка потребителей, МВА;

$n$  – количество трансформаторов .

Тогда полная мощность трансформатора по формуле (9) равна:

$$S_T = \frac{50,7}{0,8 \cdot 2} = 31,7 \text{ MVA};$$

ТДН-40000/110

Проведем расчет трёхфазного двухобмоточного трансформатора типа ТДН-40000/110 – 2 шт.

Определим коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_m} ; \quad (10)$$

$$k_3 = \frac{50,7}{2 \cdot 40} = 0,63 ;$$

Определим коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$k_{3_{П/АВ}} = \frac{50,7}{1 \cdot 40} = 1,27 ;$$

Проведем расчет трёхфазного двухобмоточного трансформатора типа ТДН-63000/110 – 2 шт.

Определим коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{50,7}{2 \cdot 63} = 0,4 ;$$

Определим коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$k_{3_{П/AB}} = \frac{50,7}{1,63} = 0,8 ;$$

Из расчетов следует, что оба варианта трансформаторов по коэффициенту загрузки полностью удовлетворяют требованиям.

С учетом на дальнейшее развитие энергосети Крыма выберем трёхфазные двухобмоточные трансформаторы типа ТДН–63000/110.

## 3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 3.1 Общие положения

Имеющиеся в РУ на проектируемой ПС элементы должны полностью удовлетворять условиям для работы в нужном режиме. Данные элементы также должны проходить по термической и электродинамической стойкости для самых неблагоприятных случаев к.з. Следовательно, при выборе устанавливаемого на ПС оборудования очень важно сверять данные на соответствие работы в длительных нормальных режимах и в быстро протекающих аварийных режимах.

Дополнительно мы должны учесть и другие условия работы РУ, такие как влажность атмосферы, загрязнение воздуха на прилегающей местности, нормирование температуры. Значение данных параметров могут означать необходимость установки соответствующего оборудования.

Главными параметрами, которые мы будем учитывать для любого оборудования, будут являться номинальный ток и напряжение.

### 3.2 Выбор выключателей

Выключатель – коммутационный агрегат, который используют на ПС для отключения и включения цепей высокого напряжения при обычных переключениях, выводах оборудования в ремонт либо в аварийных режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины; время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; удобство транспортировки и обслуживания; взрыво- и пожаробезопасность.

Выбор выключателей осуществляется по следующим параметрам [14]:

- напряжению установки;
- длительному току;
- по включающей способности, и по отключающей способности;
- по электродинамической стойкости, и по термической стойкости.

Для определения наибольших рабочих токов электроустановки необходимо учитывать возможные перегрузки в ремонтном и послеаварийном режимах.

Наибольший рабочий ток, протекающий через трансформатор, принимаем с учетом длительно допустимой перегрузки трансформатора.

Определим ток, протекающий на рассматриваемой стороне трансформатора по формуле:

$$I_{P.\max} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} ; \quad (11)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{\text{ном.тр}}$  - номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ.

Выбирать нужно так, чтобы максимальные токи которые будут протекать по сборным шинам, а также секционным выключателям и ШСВ, не выходили за нормы  $I_{\max}$  самого мощного выбранного трансформатора который будет присоединяться к данным шинам.

Определим наибольшие рабочие токи на стороне ВН и НН подстанции:

$$I_{P.\max110} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,357 \text{ кА};$$

$$I_{P.\max10} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,4 \text{ кА};$$

Термическая стойкость аппаратов характеризуется током термической стойкости и временем его прохождения. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (12)$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) ; \quad (13)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения

$T_a$  – определяемая по справочнику постоянная величина времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.;  $T_a=0,03$  с.

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{о.в.} ; \quad (14)$$

$$t_{откл} = 1,5 + 0,035 = 1,54 ;$$

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

$t_{о.в.}$  – время отключения выключателя, с.

Тепловой импульс:

$$B_K = 15,6^2 \cdot (1,54 + 0,03) = 382 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Чтобы проверить справится ли выбранный выключатель с отключением апериодического тока сперва придется определить номинальное значение в его составляющей на момент времени  $t$ .

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H}{100} \cdot I_{откл.ном} ; \quad (15)$$

где  $\beta_H$  нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_{ном} = 40 \%$ .

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА};$$

Далее рассчитаем апериодическую составляющую тока к.з. ( $i_{a,t}$ ) для момента размыкания контактов  $t$ , кА; найдем искомое значение по формуле 16.

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} ; \quad (16)$$

где  $t$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов в секундах;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;

Рассчитаем параметр времени  $t$  по формуле 17.

$$t = t_{pz.min} + t_{o.в.} ; \quad (17)$$

где  $t_{o.в.}$  – время отключения выключателя,  $t_{o.в.} = 0,035 \text{ с}$ ;

$t_{рз}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты,  $t_{рз.min} = 0,01$  сек.  
 для  $U_{ном} = 35-750$  кВ.

$$t = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ сек.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 15,6 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 4,9 \text{ кА.}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА;}$$

Выбор выключателей на напряжение 110 кВ приводится в таблице 2.

Таблица 2 – Выбор выключателей 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	2500 А	357 А
$I_{откл. ном} \geq I_{п0}$	40 кА	15,6 кА
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	102 кА	38,9 кА
$I_{пр.скв.} \geq I_{п0}$	40 кА	15,6 кА
$i_{a. ном} \geq i_{ат}$	22,6 кА	4,9 кА
$B_{к.ном} \geq B_{к}$	4800 кА <sup>2</sup> с	382 кА <sup>2</sup> · с

Элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ УЭТМ-110 удовлетворяет всем требованиям, следовательно, выбираем его для установки на ПС.

Выбор выключателей 10 кВ:

$$B_K = 26,6^2 \cdot (1,54 + 0,05) = 1125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 26,6 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,05}} = 13,8 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 35}{100} \cdot 40 = 19,8 \text{ кА};$$

Выбор выключателей на напряжение 10 кВ приводится в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор выключателя в цепи НН трансформатора

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	4000 А	3400 А
$I_{откл. ном} \geq I_{п0}$	40 кА	26,6 кА
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	100 кА	67,7 кА
$I_{пр.скв.} \geq I_{п0}$	40 кА	26,6 кА
$i_{а ном} \geq i_{ат}$	19,8 кА	13,8 кА
$B_{K.ном} \geq B_K$	4800 кА <sup>2</sup> · с	1125 кА <sup>2</sup> · с

В результате проверки выбираем выключатели ВВУ-СЭЩ-10/4000УХЛ2

### 3.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединитель – коммутационный агрегат предназначение, которого заключается в отключения или включения цепи, не находящейся под нагрузкой, либо с протеканием небольшого тока. Разъединитель создает видимый разрыв цепи, что облегчает осмотр.

К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это связано с добавлением подобных аппаратов в большом количестве в схемы

электрических цепей. Использование разъединителей, типом которых является трехполюсный, добавляет надежность в эксплуатации подобных аппаратов. Во избежание неверных действий применяют различного вида методы, не позволяющие работать с разъединителями, когда выключатель отвечающий за цепь данного разъединителя включен.

Разъединители выбирают по схоже с выключателями, то есть по номинальному напряжению, номинальному длительному току, также необходимо проверить на термическую и электродинамическую стойкость.

Результаты расчета параметров и их сравнение с номинальными значениями, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор разъединителей 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р max}}$	1000 А	357 А
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд.}}$	80 кА	38,9 кА
$V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к}}$	3000 кА <sup>2</sup> ·с	438 кА <sup>2</sup> ·с

В результате сравнения выбираем двухколонковые разъединители типа РНДЗ-110/1000У1 с приводом ПРН-110У1.

### 3.4 Выбор ячеек КРУ

КРУ предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц, напряжением 6 и 10 кВ.

Для напряжения до 35 кВ в ячейках КРУ обычно устанавливается воздушная изоляция. Для 110 кВ и более – применяю изоляцию с элегазом. КРУ разделяют на коммутационные приборы с вакуумными выключателями и с электромагнитными типами выключателей.

Выберем для установки на подстанции Северная комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10.

КРУ внутренней установки для умеренного (У1) климата принятого из каталога серии СЭЩ-70 располагается как состав высоковольтных ячеек с коридором управления, с установленным внутри помещения шкаф ВЧ-связи и с находящемся там же трансформатором собственных нужд. Система выбранного распределительного устройства оснащена фарфоровой изоляцией с защитой от попадания влаги. Также включает в себя необходимые для работы коммутационные агрегаты, снабжена высокочувствительную защиту и относительно небольшие сроки наладки.

Технические характеристики КРУ-СЭЩ-70 представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики КРУ-СЭЩ-70-10:

Наименование параметра	КРУ-СЭЩ-70-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей шкафа, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	20; 31,5; 40
Ток термической стойкости, кА <sup>2</sup>	20; 25; 31,5; 40
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81; 128
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У3
Сейсмостойкость по шкале MSK64, баллы	9
Варианты обслуживания	С односторонним оперативным обслуживанием С односторонним техническим обслуживанием С двусторонним обслуживанием
Вид управления	Местное, дистанционное

Большинство ячеек КРУ оснащены стандартный количеством оборудования.

Оборудование, встраиваемое в КРУ-СЭЩ-70-10:

- выключатель вакуумный ВВМ-СЭЩ, ВВ/Te1, ВВУ-СЭЩ;
- трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ-10, ТОЛ-СЭЩ-10, ТЛП-10;
- трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ;
- трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10, НАЛИ-СЭЩ-10, ЗНОЛ-СЭЩ-10;
- трансформаторы собственных нужд ОЛС-СЭЩ, ТЛС-СЭЩ.

### 3.5 Выбор трансформаторов тока

На нашей ПС 110 кВ «Северная» ТТ устанавливаются в таких местах как например:

- трансформаторы тока в ячейках 10 кВ (вводные, секционная, отходящие присоединения).
- В нашем случае ТТ будет встраиваться в линейный выключатель 110 кВ;
- ТТ встроенные во ввода 110 кВ силового трансформатора;

Проанализируем выбранные нами встроенные трансформаторы тока ТВГ-УЭТМ-110.

Подобные ТТ служат для уменьшения значений тока до величины подходящей для измерения приборами, а также устройствами защиты и управления на напряжение 110 кВ.

Данные о вторичной нагрузке ТТ с номинальным напряжением 110 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5	4	-	4
Ваттметр	СР3021	7,5	-	0
Варметр	СР3020	0	-	5
Счетчик АЭ	Sepam 40	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		11,6	-	9,01

Данные о вторичной нагрузке ТТ с номинальным напряжением 10 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5	4	-	4
Ваттметр	СР3021	7,5	-	0
Варметр	СР3020	0	-	5
Счетчик АЭ	Серам 40	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		11,6	-	9,01

Выбирать ТТ будем, как и ранее, по напряжению, а также по рабочему току и классу точности. Рабочий ток не должен быть выше или, наоборот, слишком ниже номинального. Если недогрузить обмотки ТТ, то можно получить значимые погрешности измерений.

Для качественной работы ТТ их нужно выбирать с парой вторичных обмоток которые будут предназначены для подключения измерительных приборов и приборов РЗиА.

Как и говорилось, проверку ТТ будем проводить по соотношениям диамической и термической прочности.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (17)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$  – значение являющееся номинальным для выбранного класса точности

Примем соотношение  $Z_2 \approx r_2$  так как считаем, что сопротивление токовых цепей будет невелико.

Вторичная нагрузка  $r_2$  будет состоять из соединительных провод  $r_{пр}$ , а также будет учитываться сопротивления прибор  $r_{приб}$  и переходного сопротивления контактов  $r_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_K, \quad (18)$$

где  $r_{приб}$  – сопротивление приборов;

$r_{пров}$  – сопротивление соединительных провод. Для медных минимальным сечением будет являться  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда как для алюминиевых  $4 \text{ мм}^2$ . Исходя из этого их сечения будут  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$  [14].

$r_K$  – сопротивление контакт. В количестве двух или трех приборов  $0,05$  Ом, при большем количестве  $0,1$  Ом [14].

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2}, \quad (19)$$

где  $S_{приб}$  – мощность приборов.

$I_{2H}$  – номинальный ток вторичной цепи, А.

$$r_{приб} = \frac{11,6}{5^2} = 0,464 \text{ Ом};$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{min}}, \quad (20)$$

где  $l_{расч}$  – нормируемая длина соединительных проводов, зависящая от

класс напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ принимаем равным 100 м;

$S_{\min}$  – значение, принятое за минимальное сечение провода.

Примем к выбору провод с сечением равным  $4 \text{ мм}^2$  состоящим из алюминиевых жил, удельное сопротивление которого составляет  $\rho=0,0283$ .

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

Вторичная нагрузка  $r_2$ :

$$r_2 = 0,464 + 0,71 + 0,1 = 1,27 \text{ Ом};$$

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (21)$$

где  $S_{2H}$  – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А. Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 50 \text{ ВА}$ .

$I_{2H}$  – номинальный ток вторичной цепи, А.

$$Z_{2H} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом};$$

Условие  $Z_2 \leq Z_{2ном}$  выполняется, это означает, что расчеты сделаны верно и выбранные трансформаторы ток ТВГ-УЭТМ-110 подходят.

Далее проверим данные ТТ на термическую стойкость.

$$B_{к.ТТ} = I_{П0.К1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) ; \quad (22)$$

$$B_{к.ТТ} = 15,6^2 \cdot (1,5 + 0,3) = 438 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.ном.ТТ} = I_{терм.ТТ}^2 \cdot (t_{терм.ТТ}) ; \quad (23)$$

где  $I_{терм.ТТ}^2$  – ток термической стойкости

$t_{терм.ТТ}$  – длительность протекания тока короткого замыкания, с.

$$B_{к.ном.ТТ} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

Сравнение номинальных данных ТТ с расчетными предоставлены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов тока ТВГ-УЭТМ-110

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_n \geq I_{рmax}$	400 А	316 А
$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$	2 Ом	1,27 Ом
$B_{Кном} \geq B_k$	4800 кА <sup>2</sup> с	438 кА <sup>2</sup> с
$I_{дин} \geq i_{уд}$	100 кА	38,9 А

Подобные вычисления проведем для выбора ТТ в ячейках КРУ.

Расчет выбор и проверки ТТ 10 кВ:

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом};$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб.НН}} = \frac{11,6}{5^2} = 0,464 \text{ Ом};$$

Вторичная нагрузка  $r_{2.НН}$ :

$$r_{2.НН} = 0,464 + 0,042 + 0,1 = 0,606 \text{ Ом};$$

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2Н.НН} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом};$$

Описанное выше условие (17) выполняется, а значит, трансформаторы ток ТПЛ-10-1 удовлетворяет поставленным требованиям.

Далее проверим выбранный ТТ на термическую стойкость:

$$B_{к.ТТ} = 26,6^2 \cdot (1,5 + 0,3) = 1273,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (24)$$

$$B_{к.ном.ТТ} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов тока ТПЛ-10-1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_n \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_n \geq I_{рmax}$	4000 А	3460 А
$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$	2 Ом	0,606 Ом

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$B_{\text{ном}} \geq B_{\text{к}}$	1600 кА <sup>2</sup> с	1273 кА <sup>2</sup> с
$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	100 кА	67,7 А

Во все ячейки КРУ-СЭЩ-70-10 ставим выбранные ТТ ТЛП-10-1.

### 3.6 Выбор трансформаторов напряжения

ТН изготавливают для установки в распред. устройстве для передачи энергии обмоткам напряжения приборам учета и РЗиА. С классом точности для присоединяемых счетчиков принятым равным 0,5.

Чтобы верно измерять напряжение и достоверно контролировать изоляцию в электрических сетях с токами равными 10 кВ принимают к установке 3-х обмоточные ТН которые непосредственно исполнены с заземлением нулевой точки [14], с использованием схемы – открытый треугольник.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [14]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \quad (25)$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

В таблице 10 приведены нагрузки и определена вторичная нагрузка 110 кВ.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	СВ3021	5	1	2	10
Ваттметр	СР3021	7,5	1	2	15
Варметр	СР3020-ВАР	5	1	2	10
Счетчик АЭ	Серам S40	3,6	2	6	43,2
Счетчик РЭ					
Частотомер	AFC-2124	5	1	2	10
Итого					88,2

Вторичная нагрузка ТН будет составлять:  $S_{2\Sigma} = 88,2 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Выбираем подходящие ТН марки ЗНГ-УЭТМ-110 для последующей проверки характеристик.

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 110 кВ приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{HT} \geq U_H$	110 кВ	110 кВ
$S_H \geq S_P$	200 В·А	88,2 В·А

В таблице 11 приведены нагрузки и определена вторичная нагрузка 110 кВ.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
Вольтметр	СВ3021	5	1	2	10
Ваттметр	СР3021	7,5	1	2	15
Варметр	СР3020-ВАР	5	1	2	10
Счетчик АЭ	Серам S40	3,6	2	13	93,6
Счетчик РЭ					
Итого					128,6

Вторичная нагрузка трансформатора составляет:  $S_{2\Sigma} = 128,6 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Трансформаторы напряжения для установки в КРУ выбирается аналогично. Примем трансформатор напряжения марки НАМИ – 10 – 95.

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 10 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Соотношение каталожных и расчетных данных ТН 10 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{HT} \geq U_H$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$S_H \geq S_P$	$S_H = 300 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 128,6 \text{ В}\cdot\text{А}$

### 3.7 Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН

Ошиновку на стороне высшего напряжения будем выполнять алюминиевыми проводами выбранной марки АС.

Сперва нужно найти рабочий ток, чтобы впоследствии выбрать верное сечение провод.

Рабочий ток:

$$I_{\text{н/а}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{н/а}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 \text{ А};$$

Принимаем провод марки АС сечением  $q = 120 \text{ мм}^2$  с длительно-допустимым током 390 А.

Далее идет проверка на термическую устойчивость. Чтобы сделать этот расчет нужно определить тепловой импульс тока по формуле:

$$B_{к.ош} = I_{П0.К1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) ; \quad (27)$$

$$B_{к.ош} = 15,6^2 \cdot (1,5 + 0,3) = 438 ;$$

Следующим пунктом рассчитаем минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{к.ош}}}{C_T} , \quad (28)$$

где  $C_m = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$  – для алюминия.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{438 \cdot 10^3}}{90} = 7,35 ;$$

Данное сечение будет считаться устойчивым если условие  $q_{\min} < q$  будет выполняться.

$$q_{\min} < q , \quad (29)$$

$$7,35 < 120 .$$

Выбранное нами сечение провода полностью подходит по данным условиям выбора.

### 3.8 Выбор и проверка сборных шин

Сборные шины 10 кВ выполним жесткими алюминиевыми шинами.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах по формуле (30).

$$I_{п/а} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (30)$$

$$I_{п/а.сш} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637,3 \text{ А};$$

Принимаем прямоугольные алюминиевые шины марки АД0 сечением  $q = 100 \times 8$ .

Поперечное сечение одной шины:

$$S = 800 \text{ мм}^2;$$

Номинальный ток:

$$I_{ном} = 3930 \text{ А};$$

Этому сечению подходят размеры шин, мм:  $h = 6$ ,  $b = 120$ .

Для проверки шины на термическую стойкость рассчитывается тепловой импульс тока КЗ по формуле (31).

$$B_k = I_{П0.К2}^2 \cdot (t_{откл} + T_a). \quad (31)$$

$$B_{к.сш} = 26,6^2 \cdot (1,5 + 0,3) = 1273,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Следующим шагом будет определение минимального сечения по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{к.сш}}}{C_T} \quad (32)$$

$$B_{к.сш} = 26,6^2 \cdot (1,5 + 0,3) = 1273,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1273,6 \cdot 10^3}}{90} = 12,54 ;$$

$$12,54 < 16$$

Поставленное условие выполняется, значит выбранные выше шины термически устойчивы.

Проверим сборные шины на механическую прочность. Для этого необходимо определить частоту собственных колебаний алюминиевых шин:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (33)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, равная 1,2 м;

где  $q$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$ :

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} . \quad (34)$$

$$J = \frac{6 \cdot 120^3}{12} = 2,16 \cdot 10^3 \text{ см}^4;$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,16 \cdot 10^3}{800}} = 197,637 \text{ Гц};$$

Частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Определим наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (35)$$

где  $a = 0,245$  м – расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{67700^2}{0,245} \cdot 10^{-7} = 3240 ;$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, равный, Н/м:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (36)$$

$$M = \frac{3240 \cdot 1,2^2}{10} = 466,6 \text{ Н/м};$$

Напряжение в материале, появляющиеся при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (37)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси при горизонтальном расположении шин, см<sup>3</sup>:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}. \quad (38)$$

$$W = \frac{120 \cdot 6^2}{6} = 720 \text{ см}^3;$$

Напряжение в материале:

$$\sigma_{расч} = \frac{466,6}{720} = 0,65 \text{ МПа};$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АД0:

$$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}.$$

Шины считаются механически прочными, если выполнено условие (39).

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}. \quad (39)$$

$$0,65 < 82 .$$

Исходя из того, что условие, поставленное выше соблюдается следует, что выбранные шины проходят по показателю механической прочности.

Сравнение каталожных и расчетных данных сборных шин 10 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных сборных шин 10 кВ.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$I_{дл.доп} \geq I_{max}$	$I_{дл.доп} = 3930 \text{ А}$	$I_{max} = 3637,3 \text{ А}$
$q \geq q_{min}$	$q = 800 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 12,54 \text{ мм}^2$
$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$	$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 0,065 \text{ МПа}$

### 3.9 Выбор и проверка изоляторов

Выбранные нами шины должны крепиться на опорных изоляторах в РУ.

Выбор опорных изоляторов будем производить по критериям, указанным ниже:

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (40)$$

- по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (41)$$

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

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} \leq 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (42)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке примем опорные керамические изоляторы марки ИО 10-7,5.

Согласно [17] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ :

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (43)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора рассчитывается по формуле, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (44)$$

$$F_{расч.ИО} = \sqrt{3} \cdot \frac{67700^2 \cdot 1,2}{0,245} \cdot 10^{-7} = 3888 \text{ Н};$$

Выбор и проверку опорных изоляторов ИО-10-7,5 приведем в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка опорных изоляторов ИО-10-7,5

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
	ИО–10–7,5	
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 3888 \text{ Н}$	$F_{дон} = 7500 \text{ Н}$	$F_{дон} \geq F_{расч}$

### 3.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Основными электроприемниками собственных нужд переменного тока ПС 110 кВ «Северная» являются:

- охлаждение силовых трансформаторов;
- электродвигатели РПН силовых трансформаторов;

- питание и обогрев двигателей приводов выключателей 110 кВ;
- обогрев баков выключателей 110 кВ;
- обогрев шкафов наружной установки;
- освещение и обогрев ячеек и релейных отсеков 10 кВ;
- освещение релейных панелей;
- зарядно-выпрямительные устройства системы оперативного постоянного тока;
- оборудование АИИС КУЭ, телемеханики и связи;
- наружное освещение ПС;
- шкаф оперативной блокировки.

Электроприемники I категории включают в себя различное оборудование связи, а также аварийное освещение на подстанции. Ко II категории отнесем отопление всех помещений подстанции. III включает в себя обычное освещение и работу вентиляции [16].

Так как в состав ЭП проектируемой подстанции входят потребители I и II категории, то примем коэффициент загрузки трансформатора  $K_3 = 0,7$ .

У проектируемой подстанции «Северная» в период летнего максимума нагрузка собственных нужд составит  $S = 36,2$  кВА, для зимнего периода  $S = 143,24$  кВА. Выбирать ТСН будем исходя из максимальной нагрузки.

Мощность трансформатора собственных нужд определим по формуле:

$$S_T = \frac{143,24}{2 \cdot 0,7} = 102,31 \text{ кВА.} \quad (45)$$

Выбираем к установке трансформаторы сухие в защитном кожухе марки ТЛС(З)-СЭЩ-160/10.

## 4 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС

В процессе эксплуатации ПС может возникнуть внутренние и грозовые перенапряжения, т.е. повышения напряжения на оборудовании при ударах молнии в электроустановку или рядом с ней на землю.

Для защиты открытых распределительных устройств используются стержневые молниеотводы. ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами. При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

Применяются тросовые молниеотводы с их помощью происходит защита шинных мостов и гибких связей большой протяженности.

### 4.1 Заземление ПС

При установке заземления используют горизонтальные и вертикальные заземлители, где вместе с заземляющими проводниками образуют заземляющее устройство (ЗУ) [12].

Для расчета заземления проектируемой подстанции 110 кВ необходимо:

- Произвести расчет сопротивления грунта при помощи эквивалентных моделей.

$$\frac{\rho_{\text{эkv}}}{\rho_2} = \rho_1, \quad (46)$$

где  $\rho_1$  - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, для супесей равное 70 Ом\*м;

$\rho_2$  - удельное сопротивление нижнего слоя грунта, для глин равное 20 Ом\*м.

Значение  $\frac{\rho_{эkv}}{\rho_2}$  определяется по таблицам РД 153-34.3-35.125-99. Для рассматриваемого случая,  $\frac{\rho_{эkv}}{\rho_2} = 3,5$ .

Таким образом, эквивалентное сопротивление

$$\rho_{эkv} = 20 \cdot 3,5 = 70 \text{ Ом.}$$

- Рассчитать площадь, используемую под заземляющее устройство:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (47)$$

где  $A$  и  $B$  соответственно, ширина и длина ПС, м.

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (70 + 2 \cdot 1,5) = 3869 \text{ м}^2.$$

Контур заземляющей сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 м для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию, находился в пределах заземлителя.

- Выбрать диаметр  $d$  горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков. Проверить их по условиям механической прочности, термической и коррозионной стойкости. Принимаем  $d = 14$  мм.

Проверяем выбранный проводник по условиям:

- механической прочности

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (48)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 7^2 = 153,9 \text{ мм}^2.$$

- на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (49)$$

где  $t = 0,55$  с – время протекания тока КЗ, равное полному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);  
 $\beta$  коэффициент термической стойкости, равный  $\beta = 21$  для стали.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{16200^2 \cdot 0,55}{400 \cdot 21}} = 131,1 \text{ мм}^2.$$

- на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (50)$$

$$S_{CP} = \alpha_{\kappa} \cdot \ln^3 T + b_{\kappa} \cdot \ln^2 T + c_{\kappa} \cdot \ln T + d_{\kappa}, \quad (51)$$

где  $\alpha_{\kappa}, b_{\kappa}, c_{\kappa}, d_{\kappa}$  – коэффициенты которые зависят от грунта. Определяются по справочным данным;

$T$  – время эксплуатации заземлителя, равное 240 мес.

$$S_{CP} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,03 \cdot \ln^2 240 + 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,311,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,311 \cdot (12 + 0,311) = 12,016 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно следовать условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (52)$$

$$153,9 \geq 143,12 = 12,016 + 131,1$$

Условие выполняется, значит диаметр  $d = 14$  мм горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков выбран верно.

- Определить общую длину горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(B + 1,5 \cdot 2)}{l_{П-П}} + (B + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(A + 1,5 \cdot 2)}{l_{П-П}}, \quad (53)$$

где  $l_{П-П}$  – расстояние между полосами сетки, м. Принимаем  $l_{П-П} = 6$  м.

$$L_{\Gamma} = (50 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(70 + 1,5 \cdot 2)}{6} + (70 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(50 + 1,5 \cdot 2)}{6} = 1289,7 \text{ м}$$

- Уточнить длину всех горизонтальных электродов представив площадь подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

Число ячеек в этом случае:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (54)$$

$$m = \frac{1289,7}{2 \cdot \sqrt{3869}} - 1 = 9,37.$$

Принимаем:  $m = 10$ .

Длина стороны ячейки:

$$l = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (55)$$

$$l = \frac{\sqrt{3869}}{10} = 6,22 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (56)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3869} \cdot (10 + 1) = 1368,43 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос на стороне А и В:

$$n_{2A} = \frac{(A+1,5) \cdot 2}{l_{\text{П-П}}}, \quad (57)$$

$$n_{2A} = \frac{(50+1,5) \cdot 2}{6} = 17,16 \text{ шт.},$$

$$n_{2B} = \frac{(B+1,5) \cdot 2}{l_{\text{П-П}}}, \quad (58)$$

$$n_{zB} = \frac{(70+1,5) \cdot 2}{6} = 23,8 \text{ шт.}$$

Общее количество горизонтальных полос

$$n_z = n_{zA} + n_{zB}, \quad (59)$$

$$n_z = 17,16 + 23,8 = 41,4 \text{ шт.}$$

Принимаем  $n_z = 42$ .

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (60)$$

где  $l_B = 1$  м длина вертикального электрода;

$a = 12$  м расстояние между вертикальными электродами.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3869}}{12} = 20,7 \text{ шт.}$$

Принимаем  $n_B = 21$ .

- Рассчитаем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \frac{R_{CB} \cdot R_{CF}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{CB} + n_G \cdot R_{CF})}, \quad (61)$$

где  $\eta$  – коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

Стационарное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{CB} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot l_B}{d}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot h_3 + l_B}{4 \cdot h_3 - l_B}\right) \right), \quad (62)$$

где  $h_3$  – глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$R_{CB} = \frac{70}{2 \cdot \pi \cdot 1} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot 1}{0,012}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 0,7 + 1}{4 \cdot 0,7 - 1}\right) \right) = 62,905 \text{ Ом}$$

Стационарное сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{CG} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot L_G} \cdot \ln\left(\frac{L_G^2}{h_3 \cdot d_G}\right), \quad (63)$$

$$R_{CG} = \frac{70}{2 \cdot \pi \cdot 1289,7} \cdot \ln\left(\frac{1289,7^2}{0,7 \cdot 0,012}\right) = 0,165 \text{ Ом},$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \frac{62,905 \cdot 0,135}{0,75 \cdot (21 \cdot 62,905 + 21 \cdot 0,135)} = 0,007 \text{ Ом}.$$

- Определяем суммарное импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_{IB} \cdot R_{IIГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IB} + n_G \cdot R_{IIГ})}, \quad (64)$$

Рассчитаем импульсное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{IB} = \frac{\alpha_{IB} \cdot R_{CB}}{n_B \cdot \eta}, \quad (65)$$

где  $\alpha_{IB}$  – импульсный коэффициент. Для вертикального электрода  $\alpha_{IB}$  примем равным 1.

$$R_{IB} = \frac{1 \cdot 62,905}{21 \cdot 0,75} = 3,495 \text{ Ом},$$

Рассчитаем импульсное сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{IH} = \alpha_{IH} \cdot R_{CH}, \quad (66)$$

$$\alpha_{IH} = 1 + \frac{L_0 \cdot L_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi}} \quad (67)$$

где  $\tau_{\phi}$  – длительность фронта тока молнии ( $I_M = 55$  кА  $\tau_{\phi} = 3$  мкс);

$L_0$  – удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{L_{\Gamma}}{d_{\Gamma} / 2} - 0,31 \right), \quad (68)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{1289,7}{0,012 / 2} - 0,31 \right) = 2,44 \text{ мкГн/м},$$

$$\alpha_{III} = 1 + \frac{2,44 \cdot 1289,7}{3 \cdot 3} = 451,44,$$

$$R_{III} = 451,44 \cdot 0,135 = 60,944 \text{ Ом},$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \frac{3,495 \cdot 60,944}{0,75 \cdot (24 \cdot 3,495 + 24 \cdot 60,944)} = 0,184 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока  $R_{II}$  согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Так как полученное при расчетах значение импульсного сопротивления заземлителя не превышает допустимого, следовательно, заземление ПС выполнено верно.

#### **4.2 Расчет заземления распределительного пункта.**

В качестве заземлителей в первую очередь следует использовать естественные заземлители в виде проложенных под землёй металлических коммуникаций (за исключением трубопроводов для горючих и взрывчатых веществ, труб теплотрасс), металлических конструкций зданий, соединённых с землёй, свинцовых оболочек кабелей, обсадных труб артезианских колодцев, скважин, шурфов.

В качестве естественных заземлителей подстанций и распределительных устройств рекомендуется использовать заземлители опор отходящих воздушных линий электропередачи, соединённых с заземляющим устройством подстанций или распределительным устройством с помощью грозозащитных тросов линий.

Посчитать сопротивление естественных заземлителей нельзя. Это можно только измерить. Может быть так, что сопротивление естественных за-

землителей  $R_3$  не будет удовлетворять нужные нормы, тогда нужно будет устанавливать искусственные заземлители. Посчитать сопротивление естественных заземлителей нельзя. Так что его остается только измерить.

Когда естественные заземлители отсутствуют или использование их не даёт нужных результатов, применяют искусственные заземлители – стержни из угловой стали размером 50x50, 60x60, 75x75 мм с толщиной стенки не менее 4 мм, длиной 2,5 - 3 м; стальные трубы диаметром 50-60 мм, длиной 2,5 - 3 м с толщиной стенки не менее 3,5 мм; прутковая сталь диаметром не менее 10 мм, длиной до 10 м и более.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остаётся 0,5 - 0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5-5 м.

Чтобы соединять вертикальные заземлители между собой применяют стальные полосы толщиной не менее 4 мм и с сечением не менее 48 мм<sup>2</sup> или стальной провод диаметром не менее 6 мм. Горизонтальные заземлители соединяют с вертикальными заземлителями сваркой. Для влагоизоляции место сварки обмазывают битумом.

В качестве горизонтальных проводников принимается стальной провод диаметром 15 мм. В качестве вертикальных проводников приняты угловая сталь размером 50x50 с длиной  $l_v$ , равной 5 метрам и с глубиной заложения до поверхности земли 0,6 м. Расстояние между вертикальными электродами  $a$  – 5 метров. Глубина заложения горизонтальных заземлителей – 0,6 м.

Произведем расчет заземления распределительного пункта.

Рассчитаем площадь, используемую под заземлитель (м<sup>2</sup>). Дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра для того чтобы исключить возможность прикосновения человека, находящегося за пределами распределительной подстанции к силовому оборудованию:

Размеры РП принимаем исходя из ее плана.

$A=9$  м;  $B=30$  м

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (9 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30 + 2 \cdot 1,5) = 384 \text{ м}^2.$$

Выберем диаметр  $d$  горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков и проверим их по условиям механической прочности, термической и коррозионной стойкости. Примем  $d = 18$  мм.

Проверяем выбранный проводник по условиям:

- по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 9^2 = 254,5 \text{ мм}^2.$$

- на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{26600^2 \cdot 0,55}{400 \cdot 21}} = 215,24 \text{ мм}^2.$$

- на коррозионную стойкость:

$$S_{CP} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,03 \cdot \ln^2 240 + 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,311,$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,311 \cdot (12 + 0,311) = 12,016 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.} \quad (69)$$

$$254,5 \geq 227,256 = 12,016 + 215,24$$

Условие выполняется, тогда, диаметр  $d = 18$  мм горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков выбран верно.

Определим общую длину горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(B + 1,5 \cdot 2)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(A + 1,5 \cdot 2)}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (70)$$

где  $l_{\Pi-\Pi}$  – расстояние между полосами сетки, м. Принимаем  $l_{\Pi-\Pi} = 5$  м.

$$L_{\Gamma} = (9 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(30 + 1,5 \cdot 2)}{5} + (30 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(9 + 1,5 \cdot 2)}{5} = 82,8 \text{ м}$$

Количество горизонтальных полос на стороне А и В:

$$n_{zA} = \frac{(A + 1,5) \cdot 2}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (71)$$

$$n_{zA} = \frac{(9 + 1,5) \cdot 2}{5} = 4,2 \text{ шт.},$$

$$n_{zB} = \frac{(B + 1,5) \cdot 2}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (72)$$

$$n_{zB} = \frac{(30 + 1,5) \cdot 2}{5} = 12,6 \text{ шт.}$$

Общее количество горизонтальных полос

$$n_z = 4,2 + 12,6 = 16,8 \text{ шт.}$$

Принимаем  $n_2 = 17$ .

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (73)$$

где  $a = 3$  м – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{384}}{3} = 27,1 \text{ шт.}$$

Примем  $n_B = 28$ .

Рассчитаем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \frac{R_{CB} \cdot R_{CF}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{CB} + n_G \cdot R_{CF})}, \quad (74)$$

Стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{CB} = \frac{72}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot 5}{0,012}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 0,7 + 5}{4 \cdot 0,7 - 5}\right) \right) = 34,7 \text{ Ом}$$

Стационарное сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{CF} = \frac{72}{2 \cdot \pi \cdot 82,8} \cdot \ln\left(\frac{82,8^2}{0,7 \cdot 0,012}\right) = 0,135 \text{ Ом,}$$

$$R_C = \frac{34,7 \cdot 0,135}{0,75 \cdot (24 \cdot 34,7 + 24 \cdot 0,135)} = 0,006 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_{IIВ} \cdot R_{IIГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIВ} + n_G \cdot R_{IIГ})}, \quad (75)$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{IIВ} = \frac{1 \cdot 34,7}{18 \cdot 0,75} = 1,41 \text{ Ом},$$

Импульсное сопротивление горизонтальных электродов:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,18 \text{ мкГн/м},$$

$$\alpha_{IIГ} = 1 + \frac{1,18 \cdot 82,8}{3 \cdot 2 \cdot 14} = 2,6,$$

$$R_{IIГ} = \frac{10 \cdot 2,6}{18 \cdot 0,75} = 1,93 \text{ Ом},$$

$$R_{II} = \frac{1,93 \cdot 0,351}{0,75 \cdot (18 \cdot 1,93 + 18 \cdot 0,351)} = 0,017 \text{ Ом}.$$

Расчитанное выше сопротивление по растеканию тока  $R_{II}$  исходя из нормативных документов ПУЭ не должно превышать 0,5 Ом. Из этого сравнения следует, что заземление подстанции рассчитано правильно.

### 4.3 Защита ПС от прямого попадания молнии

Стержневые и тросовые молниеотводы защищают оборудования ПС от прямых ударов молнии.

Стержневые молниеотводы выполняются в виде вертикально установленных стержней (мачт) соединенных с заземлителем. Различают одиночные, двойные и многократные молниеотводы.

Назначение молниеотвода - принять на себя максимально возможное число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Под расчетом молниезащиты понимается определение типа защиты, ее зоны, параметров и ожидаемого количества поражений объекта молнией в год.

По типу молниезащита может быть:

- одностержневой;
- двухстержневой одинаковой или разной высоты;
- многократной стержневой;
- одиночной тросовой;
- многократной тросовой.

По степени надежности нормируют два типа зон защиты:

- зона защиты типа А – обладает надежностью не ниже 0,995 для заземленных объектов на всех элементах где относительно земли отсутствует напряжение;
- зона защиты типа Б - обеспечивает надежность не ниже 0,95.

Алгоритм расчета молниезащиты ПС следующий:

Перед началом расчетов необходимо определить габаритные размеры ПС: высота наиболее высокого объекта  $h_x$  составляет 11 м, ширина  $A = 50$  м, длина  $B = 70$  м. Расстояние между ближними молниеотводами  $l_1 = 60$  м, между удаленными  $l_2 = 63$  м.

Подходящая высота молниеотвода будет принята как  $h=30$ .

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \tag{76}$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (77)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого оборудования, м:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,1 \cdot h_x). \quad (78)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (30 - 1,1 \cdot 11) = 26,85 \text{ м}$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов, м:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h). \quad (79)$$

$$h_{\min 1} = 25,5 - 0,14 \cdot (60 - 30) = 21,3 \text{ м}$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h). \quad (80)$$

$$h_{\min 2} = 25,5 - 0,14 \cdot (63 - 30) = 20,776 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны взятых молниеотводов:

- на уровне земли:

$$r_C = r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (81)$$

$$r_C = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м.}$$

- на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_0 \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}}, \quad (82)$$

$$r_{cx1} = 45 \cdot \frac{21,3 - 11}{21,3} = 21,76 \text{ м,}$$

$$r_{cx2} = r_0 \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}}, \quad (83)$$

$$r_{cx2} = 45 \cdot \frac{20,776 - 11}{20,776} = 21,174 \text{ м.}$$

#### 4.4 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений

На подходах к ПС грозовые волны возникают при прорыве молнии на провода или обратных перекрытиях линейной изоляции при ударах молнии в опоры или тросы. К защите подстанционного оборудования от перенапряжений предъявляются значительно более высокие требования, чем к защите линий. Перекрытие изоляции на подстанции в большинстве случаев означает дуговое КЗ в непосредственной близости от сборных шин, которое даже при современных средствах релейной защиты может привести к системным авариям. Средства молниезащиты и требуемая длина защищаемого тросом подхода зависят от класса напряжения воздушной линии и схемы подстанции.

Защита подхода линии состоит из следующих мероприятий:

- уменьшение сопротивления заземления опор на подходе до 10-20

Ом

- подвеска грозозащитных тросов с обязательным заземлением на каждой опоре;
- уменьшение угла тросовой защиты до 20 путем подвески второго троса или изменения конструкции опоры на подходах;

Критическая длина защищенного подхода может быть рассчитана по формуле:

$$l_{кр} = \frac{\tau_{кр}}{\eta^{(-)}}, \quad (84)$$

где  $\tau_{кр}$  – критическое значение длительности опасных волн;

$\eta^{(-)}$  – коэффициент деформации фронта волн вследствие импульсной короны, показывает насколько мкс удлиняется фронт при пробеге одного км линии.

$$\eta^{(-)} = 3,33 \cdot \left( \sqrt{1 + 0,6 \cdot \left( \frac{U}{U_k} - 1 \right)^2} - 1 \right). \quad (85)$$

Предельному значения длины защищенного подхода для ВЛ с  $U_{НОМ}=110$  кВ соответствует  $l = 1-3$  км. Если  $l_{кр}$  превышает значение  $l$ , то целесообразно изменить число или расположение защитных аппаратов или найти более удачны вариант схемы молниезащиты.

Защита ПС от набегающих с воздушной линии волн грозových перенапряжений может быть основана на выборе соответствующих защитных аппаратов – ОПН, числа и мест их установки на ПС с целью обеспечения такого снижения воздействия волн грозových перенапряжений, при котором в течение нормируемого срока безаварийной эксплуатации  $T_{НВ}$  не будут превышено допустимое значение перенапряжения для наиболее ответственного оборудования  $T_{НВ} \approx 300-1500$  лет.

ОПН предназначен для защиты оборудования электрических сетей и электрических станций от коммутационных и грозовых перенапряжений. Для защиты оборудования ОПН включается параллельно оборудованию.

Преимущества ОПН:

- главным преимуществом считается легкость для понимания работниками данной конструкции, а также большая длительность эксплуатации;
- высокий уровень ограничений для всех видов волн перенапряжений;
- стойкость к атмосферным перенапряжениям.
- отсутствие сопровождающего тока после затухания волн перенапряжений;
- стабильность характеристик и устойчивость к старению;

Выберем ОПН для установки на напряжение 10 кВ.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения  $U_{ном}$ ;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение  $U_{пр}$ ;
- пропускная способность по току;
- удельная энергоемкость, определяющая класс энергоемкости  $W_{уд}$ .
- остающееся напряжение  $U_{ост}$ ;

Максимально допустимое на ограничителе напряжение  $U_{пр}$ , для сетей 10 кВ составляет  $U_{пр}=12$  кВ.

Алгоритм выбора ОПН:

- 1) Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением.

$$U_{пр} \geq 1,05 \cdot U_{нс}, \quad (86)$$

где коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за действия гармоник равный 1,05.

2) ОПН выбираем по условиям работы в квазиустановившихся режимах. Определим амплитуду эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения:

$$U_{\text{экв}} = U_K \cdot \left(\frac{T_K}{10}\right)^m, \quad (87)$$

где  $U_K$  – амплитуда квазиустановившихся перенапряжений;

$T_K$  – продолжительность квазистационарных перенапряжений, с.;

$m$  – показатель степени, описывающий характеристику ОПН «Напряжение промышленной частоты в зависимости от времени», принимают  $m=0,02$ .

3) Выбор класса пропускной способности ОПН.

При известных уровнях защиты ОПН энергия, поглощаемая ОПН, будет определяться как:

$$W = 2 \cdot U_{\text{ЭКВ}}(U_{\text{П}} - U_{\text{ЭК}}) \cdot \frac{T_{\text{В}}}{Z_{\text{В}}}, \quad (88)$$

где  $U_{\text{П}}$  – амплитуда перенапряжений, кВ;

$U_{\text{ЭК}}$  – защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе, кВ;

$T_{\text{В}}$  – время распространения волны вдоль линии;

$Z_{\text{В}}$  – волновое сопротивление линии, Ом.

Удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ:

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{пр}}}. \quad (89)$$

Для установки на стороне ВН выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный полимерный ОПН-П-110/88 УХЛ1.

Для установки на НН примем ОПН-П-10/11,5 УХЛ1.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

Устройства релейной защиты предназначены для определения в сети короткого замыкания и автоматического отключения поврежденного элемента от неповрежденной части сети. РЗ должна своевременно оповестит персонал о случившейся неполадке в результате ненормальных режим. работы, таких как перегрузки либо замыкания на землю.

РЗА защищаемого объекта выполняется с использованием микропроцессорных устройств (терминалов). Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного тока подстанции.

### 5.1 Выбор системы оперативного тока

Нужен еще один источник энергии – для того чтобы иметь возможность проводить необходимые оперативные переключения при помощи различных коммутационных агрегатов, а также для того чтобы держать устройства релейной защиты в рабочем состоянии необходимо выбрать источник оперативного тока.

На ПС применяют оперативный ток следующих видов:

- Постоянный – применяют на электростанциях и крупных подстанциях 110-220 кВ и выше.

Для надежности питания оперативных цепей защиты, управления и сигнализации на проектируемой ПС 110 кВ применяем систему постоянного оперативного тока, которая не зависит от режима работы силовой сети. В качестве источников постоянного оперативного тока используем аккумуляторные батареи (АБ).

Аккумуляторные батареи выбираем по необходимой емкости, уровню напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Питание цепей оперативного тока устройств релейной защиты и автоматики предусматривается на постоянном токе 220 В.

- Переменный оперативный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших ПС 110-220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд используют в качестве источников переменного оперативного тока.

Цепи освещения и обогрева проектируемой ПС 110 кВ питаются на переменном токе 220 В.

- Выпрямленный – будут применять на подстанциях 35 кВ и ниже с различными коммутационными аппаратами и приводами, а также на подстанциях 110-220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В качестве источников выпрямленного тока применяются полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. К источникам выпрямленного тока также относятся предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

В качестве подзарядно-зарядных агрегатов на проектируемой ПС могут быть использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП.

Зарядно-подзарядный выпрямительный агрегат типа ВАЗП состоит из силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами и блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристоров изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения. Питание осуществляется от трехфазной сети напряжением 380/220 В.

Типовой состав комплекта системы оперативного тока ПС приблизительно может включать в себя:

- ПС напряжением 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения должны содержать следующие компоненты:

- 1) шкафы распределения оперативного тока;
- 2) две АБ;
- 3) четыре ЗУ, по два на каждую АБ;
- 4) два щита постоянного тока (ЩПТ), при этом для каждой АБ предусматривается отдельный ЩПТ с числом секций не менее двух.

- ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ должен содержать следующие компоненты:

- 1) шкафы распределения оперативного тока;
- 2) одну АБ;
- 3) два ЗУ;
- 4) один ЩПТ с числом секций не менее двух.

Щит постоянного тока (ЩПТ) представляет собой комплектное низковольтное устройство шкафного исполнения, поставляемое на место монтажа в виде отдельных шкафов (ящичков, панелей), собираемых в щит, представляющий собой функционально завершенное изделие. На дверях шкафов ЩПТ должны размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации.

## **5.2 Расстановка средств релейной защиты в схеме внешнего электроснабжения**

В схеме электроснабжения для производства, распределения и потребления электрической энергии применяются электрические двигатели, генераторы, трансформаторы, воздушные линии электропередачи, кабели, нагревательные приборы и т.д. Для защиты оборудования от повреждений используют РЗ, которая устанавливается для каждого объекта.

На электродвигателях должны быть предусмотрены: защита от междофазных и однофазных КЗ, защита от токов перегрузки, защита от понижения

напряжения. Для синхронных двигателей устанавливается защита от асинхронного хода.

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска [11].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его [11].

Защита от многофазных замыканий в обмотке статора должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля [11].

Чтобы облегчить условия восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [11]. На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска может устанавливаться вторая ступень защиты минимального напряжения [11].

Защита воздушных и кабельных линий напряжением 110-220 кВ с эффективно и глухо заземленной нейтралью:

- Для линий в сетях напряжением 110–220 кВ с эффективно или глухо заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных коротких замыканий на землю [11].

- На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например,

на головных участках, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита [11].

- От коротких замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности [11].

### **5.3 Релейная защита силовых трансформаторов ПС**

В процессе эксплуатации трансформаторов возможны нарушения нормальных режимов работы. К ним относят:

- КЗ между фазами и на землю на вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях;

- КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений в баке трансформатора;

- прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов;

- перегрузка;

- нагревание трансформатора.

- понижение уровня масла;

- выделение из масла горючих газов;

В зависимости от опасности повреждения трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, отключение трансформатора или на его разгрузку [11].

Для защиты трансформаторов используют основные и резервные защиты. Основные защищают трансформатор от внутренних повреждений и ненормальных режимов в самом трансформаторе или на его ошиновках. Резервные защищают обмотки трансформатора от сверхтоков внешних КЗ при повреждениях на присоединениях прилегающей сети, а также резервируют основные защиты.

Комплект основной защиты трансформатора состоит из:

- дифференциальной токовой защиты трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ в трансформаторе и на вводах;

- газовой защиты трансформатора от понижения уровня масла, «пожара» в стали и повреждений внутри бака трансформатора.

В комплект резервной защиты трансформатора входят:

- максимальная токовая защита (МТЗ);

- защита от перегрузки.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора марки ТДН-63000/110 выполним на терминале RET 670 (фирмы «ABB»).

RET670 – выбранное электронное устройство, выполняющее функции контроля и защиты для всех типов трансформаторов и позволяющее применять дифференциальную защиту в различных схемах с несколькими выключателями, при подключении до 6-ти групп ТТ.

Алгоритм расчета дифференциальной защиты представлен ниже:

1) Проверим на обеспечение цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора. Для этого определим первичные и вторичные номинальные токи и выберем коэффициент трансформации трансформаторов тока:

Ток во вторичной цепи трансформаторов тока, А:

$$I_{первi} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i}, \quad (90)$$

При определении вторичных номинальных токов примем  $k_{cx} = 1$ .

$$I_{вторi} = \frac{I_{первi}}{n_{ТА.расч}}, \quad (91)$$

где  $n_{ТА.расч}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$n_{TA,расч} = \frac{I_{первi} \cdot k_{сх}}{5} \quad (92)$$

По таблице 16 выберем  $I_{ном}$  входа устройства для всех защит и относительную погрешность выравнивания.

Вторичный ток в режиме $I_{ном.вт}, А$	Номинальный ток входа устройства $i_{ном.т.п}, А$	Относительная погрешность выравнивания $\Delta f_{выр}$
1	2	3
5-20	5	0,03
1-5	5	0,02
0,5-1,0	1	0,02
0,125-0,5	1	0,03
0,1-0,125	1	0,05

Проверка обеспечения цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора, производится по выражению:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} < 4 \quad (93)$$

Если условие (93) выполняется, значит для всех сторон цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

2) Определим расчетный коэффициент небаланса, по уточненному выражению:

$$k_{нб.расч} = \sqrt{(k'_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег.} + \Delta f_{выр.})] + (\Delta U_{рег.} + \Delta f_{выр.})^2}, \quad (94)$$

где  $k'_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, для силового трансформатора мощностью не более 63 МВА и при отсутствии подключенных токоограничивающих реакторов на НН  $K'_{пер}=1$ .

$\varepsilon = 0,1$  – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме;

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta U_{рег.}$  – относительная погрешность, принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН  $\Delta U_{рег.} = \pm 9\%$  – на стороне ВН.

3) Определим начальный дифференциальный ток срабатывания, А:

$$I_{d \min} = k_{отс} \cdot k_{нб.расч} \cdot EndSection1 \quad (95)$$

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

$k_{нб.расч.}$  – расчетный коэффициент небаланса;

$EndSection1$  – начальный тормозной ток, принимается равным 1,15 по рекомендациям фирмы «ABB».

4) Проверим чувствительность защиты для горизонтального участка тормозной характеристики:

$$K_{\chi} = \frac{I_{диф.расч}}{I_{диф.ср}} \geq 2 \quad (96)$$

где  $I_{диф.ср.}$  – определяем уставку по начальному дифференциальному току срабатывания  $I_{dmin}$  по рисунку 8.

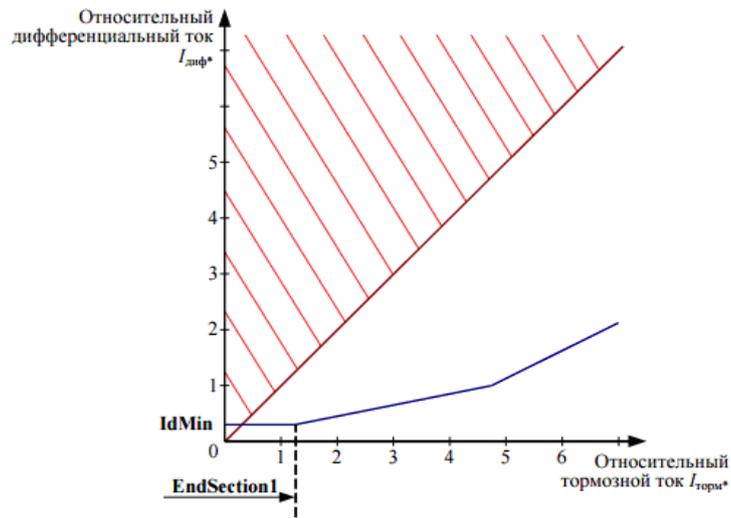


Рисунок 8 – Область тормозной характеристики, соответствующая внутренним КЗ

$I_{диф.расч.}$  – относительный расчетный минимальный дифференциальный ток при КЗ на выводах защищаемого трансформатора, в данном случае расчетный минимальный дифференциальный ток будет при КЗ на стороне НН.

$$I_{диф.расч.} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{ном.ВН}}, \quad (97)$$

Таким образом, чувствительность при внутренних КЗ на горизонтальном участке тормозной характеристики обеспечивается, если выполняется условие (98).

Чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики будет обеспечиваться тогда, когда выполняется условие:

$$\frac{I_{d\min}}{EndSection1} \leq 0,5. \quad (98)$$

5) Ток срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{dunre}$

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:  $I_{dunre} > 500 \%$ .

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, параметр срабатывания можно находить по выражению:

$$I_{dunre} = k_{отс} \cdot k_{нб(1)} \cdot I_{КЗмакс} \cdot 100\% , \quad (99)$$

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

$k_{нб(1)}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей сквозного тока.

Из рекомендаций фирмы «АВВ» принимаем  $k_{нб(1)} = 0,65$ , при использовании со всех сторон трансформатора тока с вторичным номинальным током 5 А.

$I_{кз.макс}$  – относительный максимальный ток при внешнем КЗ, определяется по формуле:

$$I_{КЗмакс} = \frac{I_{КЗВН}}{I_{ном.опор}} , \quad (100)$$

где  $I_{кзвн}$  – максимальный ток при внешнем КЗ, приведенный к опорной стороне (стороны ВН);

$I_{ном.опор}$  – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

Следующие параметры и уставки для терминала RET 670 принимаются в соответствии с рекомендациями фирмы «АВВ»:

- параметр *SlopeSection3* = 50 %;
- параметр *StabByOption* – «всегда»;
- параметр *I2 / I1 ratio*=14 %;

- параметр  $I5 / I1 \text{ ratio} = 25 \%$ ;
- уставка *ZSCSub* – выключено;
- уставка *CrossBlockEn* – выключено;
- уставка *SOTFMode* – выключено;
- уставка *NegSegDiffEn* – выключено;
- уставка *OpenCNEnable* – выключено.

Результаты расчетов и выбранных параметров дифференциальной защиты трансформатора сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов и выбранных параметров дифференциальной защиты трансформатора

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
EndSection1	В долях от $I^*_{\text{ном.опор}}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	В долях от $I^*_{\text{ном.опор}}$	0,10-0,60	0,248	0,3
EndSection2	В долях от $I^*_{\text{ном.опор}}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	В долях от $I^*_{\text{ном.опор}}$	1,00-50,00	10	14,16
$I2 / I1 \text{ ratio}$	%	5-100	15	14
$I5 / I1 \text{ ratio}$	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	-	On;Off	On	Off
SOTFMode	-	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	-	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	-	On;Off	On	Off

К основным защитам трансформатора относится газовая защита.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла [11].

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем [11].

К достоинствам газовой защиты относят высокую чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простоту выполнения; способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам [11].

К резервным защитам трансформатора относят МТЗ и защиту от перегрузок.

Максимальная токовая защита (МТЗ) служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

Ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{нагр.мах} , \quad (101)$$

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

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

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

$I_{нагр, max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Защита от перегрузки является одной из резервных защит трансформатора. Перегрузка трансформатора, как правило, является симметричной по фазам, поэтому защита выполняется однофазной на одном реле тока, включенном в цепь одного из ТТ токовой защиты [11]. Защита работает на сигнал.

На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузок может выполняться трехступенчатой [11]. Первая ступень работает при малых перегрузках и действует на сигнал, передаваемый с помощью телемеханики на диспетчерский пункт электрических сетей [11]. Вторая ступень действует при больших перегрузках, когда требуется быстрая разгрузка [11].

На понижающих трансформаторах в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ, должна предусматриваться селективная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению и без него. Защита устанавливается со стороны источника питания таким образом, чтобы включить в ее зону действия сам трансформатор. Для двухобмоточных трансформаторов защита устанавливается только со стороны источника питания.

Схема соединений ТТ и реле селективной токовой защиты должна обеспечивать работу защиты при всех возможных видах КЗ. В сети с глухозаземленной нейтралью защита выполняется по схеме полной звезды, а в сети с изолированной нейтралью – по схеме неполной звезды.

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

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_v} \cdot I_{ном} , \quad (102)$$

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

$I_{ном}$  – номинальный ток стороны трансформатора.

## 5.4 Автоматика

К средствам автоматики на проектируемой ПС относятся автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резерва (АВР).

Устройствами АПВ оборудуются:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000 В;
- КЛ напряжением 35 кВ и ниже в случаях, когда линия питает несколько подстанций;
- понижающие трансформаторы, когда их отключение приводит к прекращению электроснабжения потребителей.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;
- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;
- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходить в состояние готовности к повторному действию;
- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя.

АПВ должно приводиться в действие после аварийного отключения выключателя, за исключением случаев отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено АПВ, непосредственно после включения выключателя персоналом или с помощью телеуправления, а также после отключения выключателя защитами от внутренних повреждений трансформаторов.

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но не менее  $(0,15 \div 0,2)$  сек.

Устройства АВР предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения.

Электроснабжение потребителей, потерявших питание можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику с помощью устройства автоматического включения резервного источника (АВР).

Схемы УАВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Нахождение в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей, и наличии напряжения на другом, резервном источнике питания для данных потребителей.

2) Минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения времени перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

3) Однократность действия требуется для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4) Обеспечение быстрого отключения резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин, и, тем самым, сохранение их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5) Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

Устройство АВР прежде всего должно отключить выключатель, если он остается включенным при исчезновении напряжения на резервируемой секции шин. Для этой цели в схему АВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальное реле напряжения. Пусковой орган не должен срабатывать при пониженных напряжениях на шинах до  $U_{остк}$ , вызванных короткими замыканиями, или до  $U_{остсз}$ , обусловленных самозапуском электродвигателей.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания.

Устройство АВР, действующее с минимальной выдержкой времени, должно быть отстроено от действия защит, при которых остаточное напряжение снижается до значения, меньшего уставки срабатывания минимального реле напряжения пускового органа.

### **5.5 Сигнализация**

Чтобы оперативно понимать в каком состоянии находится электрооборудование на ПС применяют сигнализацию. Различают такие типы сигнализации как:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено отключено);
- аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях);
- предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («отключено») и красные («включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «несоответствие» лампы горят мигающим светом.

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки.

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок).

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 6.1 Безопасность

#### 6.1.1 Реконструкция ПС[8]

Проектирование ПС выполняется на основании:

- схемы развития энергосистемы;
- схемы организации ремонта, технического и оперативного обслуживания энергосистемы;
- схемы организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе.

Проект реконструкции подстанции согласно СИПР [18] выполняется на расчетный период - 5 лет с момента предполагаемого срока ввода в эксплуатацию, а также с учетом перспективы ее дальнейшего развития.

На стороне высшего напряжения силовых трансформаторов на ПС 35, 110 кВ не предполагается использование предохранителей. На стороне 6 и 10 кВ предполагается работа в разделенном виде.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе обеспечивали питание нагрузки.

В соответствии с данными СИПР Республики Крым [18] был установлен факт устаревания оборудования, следовательно, возникла необходимость замены устаревших трансформаторов. Также можно пользоваться данными о ростах нагрузок, надежности и реконструкции соседних станций и подстанций.

#### 6.1.2 Установка трансформаторов, правила проведения работ

Трансформаторы должны доставляться сразу собранными и готовыми к работе в любой момент. Если из-за превышения тяжести подобного достичь нельзя, то трансформаторы большей мощности переносят со снятыми радиаторами, а также с выхлопной трубой.

Подъем трансформаторов 63 МВ·А и выше производят за крюки, приваренные к стенке бака.

При монтаже трансформаторов (63 МВ·А), поставляемых к месту установки со снятыми радиаторами, расширителем и выхлопной трубой, выполняют следующие работы:

- промывают радиаторы чистым сухим трансформаторным маслом и испытывают их в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя на отсутствие течи масла.

- промывают расширитель чистым сухим трансформаторным маслом и краном устанавливают его на место. Затем соединяют его на фланцевых уплотнениях с маслопроводом и крышкой трансформатора и устанавливают в расщелку маслопровода газовое реле. Газовое реле должно быть предварительно проверено в лаборатории.

Корпус газового реле, систему поплавков и крышку реле устанавливают так, чтобы стрелка на корпусе была направлена к расширителю. Газовое реле устанавливают строго горизонтально.

- промывают выхлопную трубу чистым сухим трансформаторным маслом и устанавливают ее на крышке трансформатора.

Пол камер масляных трансформаторов должен иметь 2%-ный уклон в сторону маслоприемника.

Трансформаторы необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование. Для защиты оборудования допускается установка заградительного щита между трансформатором и оборудованием.

Разделительные перегородки между открыто установленными трансформаторами напряжением 110 кВ и выше единичной мощностью 63 МВ·А и более, должны предусматриваться:

- при расстояниях менее 15 м. между трансформаторами (реактор), а также между ними и трансформаторами любой мощности, включая регулировочные и собственных нужд;
- при расстояниях менее 25 м между трансформаторами, установленными вдоль наружных стен зданий электростанции на расстояния от стен менее 40м.

Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину - не менее ширины маслоприемника и высоту - не менее высоты вводов высшего напряжения более высокого трансформатора. Перегородки должны устанавливаться за пределами маслоприемника.

Указанные расстояния принимаются до наиболее выступающих частей трансформаторов.

При применении вынесенных охладительных устройств они должны размещаться так, чтобы не препятствовать выкатке трансформатора с фундамента и допускать проведение их обслуживания при работающем трансформаторе. Поток воздуха от вентиляторов дутья не должен быть направлен на бак трансформатора.

### 6.1.3 Мероприятия по защите от шума, создаваемого трансформаторами[1]

Предельно допустимый уровень (ПДУ) шума - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. Соблюдение ПДУ шума не исключает нарушение здоровья у сверхчувствительных лиц. Соблюдение ПДУ шума 28 обеспечивает безопасность.

Допустимый уровень шума (ДУ) - это уровень, который не вызывает у человека значительного беспокойства и существенных изменений показателей

функционального состояния систем и анализаторов, чувствительных к шуму.

Соблюдение ДУ шума обеспечивает комфорт.

- защита расстоянием [10]
- звукоизоляция источника шума

В таких случаях трансформаторы оборудуют в зданиях, построенных из кирпича или железобетона.

- экранирование источника шума

Если фактический уровень шума превышает допустимый уровень шума для прилегающей к подстанции территории, то требуется снизить уровень шума.

Принцип действия экранов основан на отражении, поглощении или рассеивании падающих на них звуковых волн.

Эффективность экранов будет зависеть от их размеров и материала, из которого они изготавливаются, а также от частотного спектра шума, на пути которого они будут установлены. Применяемые экраны должны обеспечивать снижение шума до допустимого значения.

В качестве экранов можно использовать:

- экраны искусственного типа: растения либо экраны из железобетона;
- экраны естественного типа: насыпи и рельеф прилегающей территории.

При посадке полос зеленых насаждений должно быть обеспечено плотное примыкание крон деревьев между собой и заполнения пространства под кронами до поверхности земли кустарником.

Полосы зеленых насаждений должны предусматриваться из пород быстрорастущих деревьев и кустарников, устойчивых к условиям воздушной среды в городах и других населенных пунктах и произрастающих в соответствующей зоне. Высота деревьев должна быть (5 – 8) м.

6.1.4 Мероприятия по защите от шума, создаваемого воздушными линиями электропередачи[1]

1. Защита расстоянием.
2. Оптимизация конструкции фазы ВЛЭП.
  - 2.1 Расширение провода.

Применение провода большего диаметра чем нужно для передачи мощности электрической энергии с целью уменьшения коронного разряда. Данный метод уменьшает показатели электрического поля на контуре данного провода.

Для воздушных линий электропередач 110 кВ приемлемым диаметром провода, который будет исключать эффект короны в хорошую погоду является 1,2 см.

- 2.2 Расщепленные провода фаз.

В этом случае каждая фаза линии состоит из нескольких параллельных проводов относительно малого диаметра. Такая конструкция позволяет существенно уменьшить максимальную напряженность поля.

- 2.3 Изолированные провода.

6.1.5 Мероприятия по защите от электрического поля промышленной частоты

1. Основным мероприятием защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого ВЛЭП, является создание санитарно-защитной зоны и строгое соблюдение требований, регламентирующих ее использование.

Санитарно-защитной зоной ВЛЭП является территория вдоль трассы ВЛ, в которой напряженность электрического поля превышает 1 кВ/м.

Для вновь проектируемых ВЛЭП, а также зданий и сооружений допускается принимать границы санитарно-защитных зон вдоль трассы ВЛЭП с горизонтальным расположением проводов и без средств снижения напряженности электрического поля по обе стороны отнесенных расстояниях от проекции на землю крайних фазных проводов в направлении, перпендикулярном к ВЛЭП;

20 м – для ВЛЭП напряжением 330 кВ;

30 м - для ВЛЭП напряжением 500 кВ;

40 м - для ВЛЭП напряжением 750 кВ;

55 м - для ВЛЭП напряжением 1150 кВ.

В пределах санитарно-защитной зоны запрещается:

- жилищное строительство и размещение зон отдыха;
- размещение предприятий по обслуживанию автотранспорта, складов нефтепродуктов;
- хранить и производить операции с горючими материалами всех видов;
- остановка транспорта, габариты которого превышают допустимые, ремонт машин и механизмов;
- проведение поливных работ поливальными машинами, водяная струя которых может войти в соприкосновение с проводами ВЛЭП;
- размещение незаземленных проводников большой протяженности (проволочные изгороди и т.п.), доступных для населения;
- при расчистке трассы ВЛЭП валить одновременно несколько деревьев, влезать на деревья, а также работать при сильном ветре, тумане и гололеде.

2. При организации работ в пределах санитарно-защитной зоны для снижения уровней электрического поля проводятся следующие мероприятия:

2.1. Движущиеся машины и механизмы (автомобили, трактора, сельскохозяйственные самодвижущиеся и прицепные агрегаты и т.п.) оснащаются надежным электрическим контактом с землей. Для заземления машин и механизмов на пневматическом ходу допускается использовать металлическую цепь, закрепленную на несущей раме.

2.2. Машины и механизмы, не имеющие металлических кабин, должны быть оборудованы защитными экранами, козырьками, соединенными с корпусом. Экраны и козырьки могут выполняться из листового металла или металлической сетки.

2.3. Для исключения электрических разрядов при контакте человека с проводниками их заземляют, протяженные проводники заземляют в нескольких местах и размещают перпендикулярно по отношению к ВЛЭП.

При проведении строительно-монтажных работ протяженные металлические изделия (трубопроводы, провода линий связи и т.п.) заземляются в местах работы и не менее чем в двух точках в других местах.

3. Сохраненные в пределах санитарно-защитной зоны здания защищаются заземленным экраном, металлические кровли надежно заземляются не менее чем в двух местах. При устройстве заземлений величина сопротивления не нормируется.

4. Для снижения напряженности электрического поля на открытых территориях устанавливают, при необходимости, тросовые экранирующие устройства, а также железобетонные заборы, с этой же целью производится посадка деревьев и кустарников высотой не менее 2 м.

5. В местах пересечения дорог с ВЛЭП устанавливаются знаки, запрещающие остановку транспорта и, при необходимости, ограничивающие габариты транспортного средства.

6. В процессе подготовки и проведения работ вблизи ВЛЭП лица, ответственные за проведение этих работ, обязаны проводить инструктаж работающих и контролировать выполнение мер защиты от воздействия электрического поля и соблюдение требований техники безопасности

7. Вблизи населенных пунктов с рядом располагаемыми воздушными линиями, компании электрических сетей совместно с администрацией должны организовывать пояснительную работу для населения с целью соблюдения мер безопасности при работах и нахождении людей вблизи ЛЭП, в дополнении должны проводить установку предупредительных знаков если местность будет признана местом повышенной опасности.

6.1.6 Базовый принцип защиты от поражения электрическим током и электрической дугой

Проводящие части, находящиеся под опасным рабочим, наведенным, остаточным напряжением, не должны быть доступными, а доступные прово-

дящие части не должны находиться под опасным напряжением при нормальных условиях (при отсутствии повреждения), а также в случае единичного повреждения.

Защиту при нормальных условиях (защиту от прямого прикосновения) обеспечивают посредством основной защиты, а защиту при условиях единичного повреждения (защиту при косвенном прикосновении) обеспечивают посредством защиты при повреждении.

Усиленные защитные меры предосторожности обеспечивают защиту от прямого прикосновения и защиту при повреждении.

Степень опасного и вредного воздействий на человека электрических и магнитных полей зависит от:

- напряженности электрического и магнитного полей;
- частоты электромагнитного поля;
- продолжительности воздействия электромагнитного поля на организм человека;
- режима воздействия (постоянное, периодическое, импульсное воздействие);
- размеров поверхности тела человека, подверженной воздействию (общее или локальное воздействие);
- индивидуальных особенностей организма человека;
- одновременно воздействующих сопутствующих вредных факторов различной природы.

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок и архитектурно-планировочными решениями;
- организацией технологических процессов;
- техническими способами и средствами защиты;
- различными необходимыми мероприятиями во время начала работ;

- защищающими приспособлениями, приборами безопасности от электрических и магнитных полей, а также дополнительными возможностями индивидуальной защиты, которые всегда применялись при эксплуатации;

- организацией технического обслуживания электроустановок.

Электроустановки и их части должны соответствовать требованиям электробезопасности таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока, электрической дуги и электрических и магнитных полей.

Технические способы и средства защиты, обеспечивающие электробезопасность, должны устанавливаться с учетом:

- номинального напряжения, рода и частоты электрического тока электроустановки;

- способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного источника питания электроэнергией);

- режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль и другие режимы нейтрали);

- вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);

- условий внешней среды: условия работ (помещения) без повышенной опасности, условия работ (помещения) повышенной опасности, особо опасные условия работ (помещения), работы на территории открытых электроустановок (вне помещений), особо неблагоприятные условия работ;

- возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должна производиться работа;

- характера возможного прикосновения человека к элементам цепи тока: однофазное (однополюсное), двухфазное (двухполюсное), прямое, косвенное прикосновение;

- возможности приближения к проводящим частям, находящимся под опасным напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока (зону шагового напряжения);

- видов работ (монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок), осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий (ВЛ) электропередачи и контактной сети железных дорог;

- возможности возникновения электрической дуги в результате случайных факторов (в том числе в аварийной ситуации) и связанных с этим рисков поражения термическим действием электрической дуги;

- возможности прикосновения работающих к элементам электроустановок, находящихся под опасным наведенным напряжением, вызванным электромагнитным влиянием электроустановок, находящихся под рабочим напряжением.

#### 6.1.7 Основные требования безопасности при монтаже и эксплуатации ВЛ

Согласно СиПР Республики Крым [18] - планируется строительство нескольких воздушных линий электропередач от ПС 110 кВ Северная.

Данный вопрос регулируют Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий[9]. Для подобного проектирования воздушных линий в Республике Крым на напряжение 35 кВ и выше дополнительно применяют ПУЭ и подобные принятые нормы.

Для выбора места установки воздушных линий учитывают:

- заложенные особенности местности и состояние окружающей среды в определенном округе;

- ценность территории;

- возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде

По возможности трасса ВЛЭП выбирается по кратчайшему расстоянию с учетом условий отчуждения земли, вырубki просек в насаждениях, а также, комплексного использования охранной зоны и приближения к дорогам и существующим ВЛЭП.

Также при выборе трассы ВЛЭП обходятся населенные пункты, промышленные предприятия, заповедники, памятники истории и культуры.

Места для опор выбираются с учетом рельефа, условий строительства, грунтовых условий, монтажа и эксплуатации.

Количество типов опор, выбранных при проектировании ВЛЭП, выбирается с учетом расходов материалов и обеспечения единой технологии строительства и эксплуатации.

6.1.8 Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В[4]

Защита лиц от поражения электрическим током при выполнении работ вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением свыше 1000 В, обеспечивается установлением охранных зон, инструктажем работающих об опасности прикосновения или приближения к токоведущим частям и соблюдением установленных расстояний безопасности.

Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи устанавливается в виде воздушного пространства над землей, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали, указанном в таблице 18.

Таблица 18 – Охранная зона

Напряжение линии, кВ	Расстояние, м
До 20	10
20-35	15
35-110	20
110-220	25
220-500	30
500-750	40
750-1150	55

Схема охранных территорий различных линий предоставлена на рисунке 9.

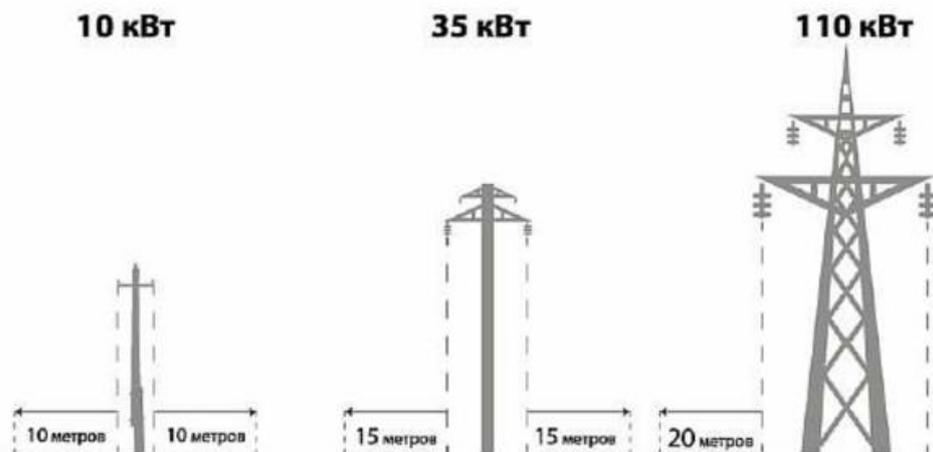


Рисунок 9 - Схема охранных территорий различных линий

Охранная зона воздушных линий электропередачи, проходящих через водоемы (реки, каналы, озера и т.д.), устанавливается в виде воздушного пространства над водной поверхностью водоемов, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии по горизонтали от крайних проводов для судоходных водоемов - 100 м, для несудоходных водоемов - на расстоянии, указанном в табл.1.

Требования электробезопасности при выполнении работ в охранных зонах[4].

Работы в охранных зонах выполняются под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, при условии соблюдения требований организационных и технических мероприятий по обеспечению электробезопасности.

При наличии обоснованной невозможности соблюдения данных требований работу проводят только при снятом напряжении.

В охранной зоне линий электропередачи запрещается проводить действия, которые могли бы нарушить безопасность и непрерывность эксплуатации или в ходе которых могла бы возникнуть опасность по отношению к людям. В частности, запрещается:

- размещать хранилища горюче-смазочных материалов;
- разводить огонь;

- проводить работы и пребывать в охранной зоне воздушных линий электропередачи во время грозы или экстремальных погодных условиях.

В пределах охранной зоны воздушных линий электропередачи без согласия организации, эксплуатирующей эти линии, запрещается осуществлять строительные, монтажные и поливные работы, проводить посадку и вырубку деревьев, складировать корма, удобрения, топливо и другие материалы, устраивать проезды для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги более 4 м.

## **6.2 Экологичность**

### **6.2.1 Расчет шума, создаваемого трансформаторами[2]**

#### **1 Исходные данные**

На открытом воздухе на территории подстанции будет произведена замена устаревших трансформаторов на новые ТДН-63000/110 в количестве 2 шт.

Определим минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории.

Таблица 19 – Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	63	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям домов отдыха, пансионатов

## 2. Решение поставленной задачи

### 2.1 Определение допустимого уровня шума

Таблица 20 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и на территории жилой застройки

№ п/п	Назначение территорий	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука $L_A$ и эквивалентные уровни звука $L_{Aэв}$ , дБА	Максимальные уровни звука $L_{Amax}$ , дБА
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек	с 7 до 23 ч с 23 до 7ч	90 83	75 67	66 57	59 49	54 44	50 40	47 37	45 35	44 33	55 <u>45</u>	70 60

### 2.2 Определение шумовых характеристик источника шума

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ[6]. Примем исправленные уровни звука как норму шума трансформатора. Трансформаторы с отличающимися значениями мощности приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла.

Типовая мощность трансформатора, $МВ \cdot А$	Корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA}$ , дБА, для классов напряжения, кВ		
	10-110	150	220;330
1	2	3	4
40	91	92	97
<b>63</b>	<b>95</b>	96	99
80	98	99	102
125	102	103	105

2.3 Определение минимального расстояния от ПС до границы жилой застройки.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле (103) необходимо принять следующие допущения:

- 1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l$ ,  $R_2 \gg l$ .

где  $l$  – расстояние между трансформаторами;

$R_1$  и  $R_2$  – расстояния от трансформаторов до границы жилой территории.

Тогда два и более источника можно заменить одним. При этом его корректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}} \quad (103)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \left( \sum_{i=1}^2 10^{(0,1 \cdot 95)} \right) = 98,01 \text{ дБА}$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{wAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука

$$DYL_A = L_{wA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (104)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{wA\Sigma} - DYL_A)}}{2\pi}} \quad (105)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(98,01-45)}}{2\pi}} = 268 \text{ м}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{C33}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

### 6.3 Чрезвычайные ситуации

#### 6.3.1 Пожарная безопасность на объекте

На ОРУ подстанций встречаются следующие источники пожароопасности:

- Масляные трансформаторы и выключатели
- Маслонаполненные концевые кабельные муфты
- Хранение различных легко воспламеняемых жидкостей и предме-

тов

- Растения
- Воспламеняемые части зданий и других объектов

Авария некоторых из критических составляющих, таких как трансформаторы и выключатели может непосредственно привести к потерям дохода или активов.

Автоматическими установками пожаротушения оснащаются:

- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС;

Пуск установки пожаротушения должен осуществляться автоматически, вручную и дистанционно со щита управления. Устройство ручного пуска должно располагаться вблизи установки в безопасном при пожаре месте.

На подстанциях должны быть проведены следующие мероприятия по предотвращению пожара:

- Защита объекта от попадания снега и дождя (если подстанция открытого типа).
- Установка дверей, изготовленных из негорючих материалов.
- Ограничение доступа посторонних лиц в трансформаторные помещения.
- Содержание в исправном состоянии устройств охлаждения, регулировки и защиты электрооборудования.
- Своевременное и качественное выполнение ремонта основного и дополнительного оборудования.
- Установка автоматической системы пожаротушения, с учётом типа подстанции. При этом, системы пожаротушения должны приводиться в действие только при отсутствии напряжения на трансформаторе.
- Систематическая проверка исправности охранных пожарных систем.
- Обеспечение свободного доступа аварийного транспорта на территорию электрической подстанции.

- Оборудование и указание мест заземления в местах установки пожарной техники.
- Соблюдение правил техники безопасности при работе с энергетическими объектами.

Каждый человек, имеющий доступ к энергетическим объектам, обязан знать последовательность противопожарных действий в случае возгорания на объекте. Помимо выполнения технических мер по пожарной безопасности, необходимо произвести ряд организационных мероприятий: провести противопожарный инструктаж для каждого работника; обучить работников приемам работы с огнетушителем.

### 6.3.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП

К непосредственному обслуживанию электрооборудования ТП допускается только технически подготовленный персонал, годный по состоянию здоровья.

Поступающие на работу лица, обслуживающие электроустановки, должны пройти медицинскую комиссию, производственный инструктаж и проверку знаний правил техники безопасности, должностных и эксплуатационных инструкций и других директивных материалов. Результаты проверки знаний и присвоение квалификационной группы по технике безопасности подтверждаются удостоверением установленной формы, которое всегда должно находиться у работающего.

Повторное медицинское освидетельствование производится каждые два года, а очередная проверка знаний ПТЭ, ПТБ и инструкций - ежегодно. Лица, нарушившие во время работы требования ПТЭ, ПТБ или эксплуатационные инструкции, подвергаются внеочередной проверке.

Своевременное включение и отключение коммутационных аппаратов может производить персонал, который наблюдает за данной ПС и обладающий квалификацией не ниже 4 группы. К тому же нужно применять различные защитные средства, запирают привод и размещать оповещающие плакаты. Для

комфортной работы на подстанции применяют обычные и средства защиты специального назначения.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства в РУ свыше 1000 В: оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения.

Дополнительные изолирующие средства: диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики.

### 6.3.3 Организационные и технические мероприятия при эксплуатации и ремонте ТП

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

- выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;
- выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или, когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

- выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

- выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих в полном соответствии с существующими правилами.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

- четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

- небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

- отключаются необходимые коммутационные аппараты и прини-

маются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

- вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать - работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;
- присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;
- включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

- работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;
- ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

#### 6.3.4 Работа с элегазом

Элегазовые выключатели подвержены образованию конденсационной влаги, скапливаемой непосредственно в шкафу привода выключателя. Влага может привести к повреждению механизма привода выключателя и вторичных цепей сигнализации и управления. Для предотвращения таких повреждений в приводе выключателя предусмотрены нагревательные резисторы, которые всегда должны быть включены в работу.

Коммутационные операции выключателем элегазового типа допускаются производить только при наличии минимально допустимого давления элегаза. Иначе может произойти повреждение выключателя. Для предотвращения

подобных последствий предусмотрена сигнализация снижения давления элегаза, блокировка цепей управления выключателем при понижении давления элегаза уровня, ниже допустимого.

В случае снижения давления элегаза выключатель следует вывести в ремонт, выяснить причину понижения давления, устранить ее и дополнить недостающее количество элегаза. Внутри шкафа привода предусмотрено специальное присоединение для наполнения выключателя элегазом. Для контроля давления газа используется манометр.

Осмотр элегазового выключателя оперативным персоналом подстанции на предмет коронации должен производиться преимущественно в сырую погоду. Дополнительные осмотры необходимо производить в случае аварийной ситуации, а также при неблагоприятных погодных условиях и сильном загрязнении.

Существует ряд специфических требований по технике безопасности как при работе с чистым элегазом, так и с элегазом, загрязненным продуктами его разложения.

Чистый элегаз - инертный газ, не имеет ни цвета, ни запаха, в 6 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не ядовит, не взрывоопасен.

Допустимая концентрация элегаза в помещении:

- 0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании в помещении;
- 1% - при кратковременном пребывании в помещении.
- к смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %.

Допустимую концентрацию элегаза в помещении необходимо обеспечивать приточно-вытяжной вентиляцией, выполненной с отсосом воздуха из нижнего горизонта.

Ремонт выключателя, который непосредственно связан с его вскрытием должен проходить в выделенном для этого помещении. Такие помещения должны располагаться в изоляции от улицы и др. помещений. Дополнительно нужно исключить возможность попадания пыли при ремонте. Все помещение

должны заранее покрасить пыleneобразующей краской. Уборка нужно проводить только мокрым или вакуумным способом.

При заполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;
- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;
- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).
- работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей

Работы по выпуску загрязненного элегаза из бака выключателя до атмосферного давления производятся на месте установки через нейтрализующий раствор, работы по вскрытию бака - в специально оборудованном помещении.

Присутствие в воздухе газообразных продуктов разложения элегаза имеет следующие признаки, наблюдаемые раньше какой-либо токсической реакции:

- неприятный едкий запах;
- раздражение слизистой оболочки носа, рта, глаз и т.п.

Если обнаружен едкий или неприятный запах, персонал должен немедленно покинуть помещение, которое затем должно быть тщательно провентилировано.

При работах по вскрытию выключателя персонал должен применять индивидуальные средства защиты:

- костюм х/б или комбинезон,
- защитная каска,
- герметичные очки с бесцветным стеклом,
- перчатки резиновые,
- защитный фартук,
- респиратор типа РПТ марки В.

Рукава нужно плотно застегивать или завязывать для обеспечения дополнительной безопасности.

Откачка элегаза из выключателя производится в следующем порядке:

- один конец шланга (длиной не менее 8 метров) опущен в резервуар с нейтрализующим раствором, второй конец с насадкой наворачивается на выпускной клапан выключателя до появления отдельных всплывающих пузырей, не допуская бурного выделения пузырей из раствора;
- как давление элегаза в выключателе сравнивается с атмосферным, нужно отсоединить шланг от выключателя;
- заполнить выключатель сухим азотом до рабочего давления;
- стравить азот в соответствии с предыдущими пунктами настоящей инструкции, после чего произвести вакуумирование выключателя с выбросом газа через нейтрализующий раствор в вытяжную систему вентиляции.
- резервуар с нейтрализующим раствором должен быть объемом не менее 50 л и высотой не менее 0,8 м.

Сразу, после вскрытия выключателя, тщательно собираются твердые продукты разложения элегаза при помощи пылесоса с бумажным фильтром.

### 6.3.5 Порядок разработки перечня мероприятий по предупреждению ЧС при проектировании объектов

Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера должен включать в себя следующие сведения и мероприятия:

- перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами;
- необходимые сведения о таких объектах, которые при аварии могли бы привести к ЧС на данном предприятии

Вредные факторы источников ЧС техногенного характера нужно принимать в сверяясь с ГОСТ[9];

- сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте;

- результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера как на проектируемом объекте, так и за его пределами;

- сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте;

- мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах;

- предусмотренные проектной документацией мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями, разработанные в соответствии с требованиями актуальных СНиПов;

- предусмотренные проектной документацией мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями, разработанные в соответствии с требованиями актуальных СНиПов;

- предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов);

- мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации;

- мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации чрезвычайных ситуаций.

### 6.3.6 Безопасность людей в ЧС

Безопасность людей в ЧС должна обеспечиваться[8]:

- снижением вероятности возникновения и уменьшением возможных масштабов источников природных, техногенных и военных ЧС;

- локализацией, блокированием, подавлением, сокращением времени существования, масштабов и ослабления действия поражающих факторов и источников ЧС;

- снижением опасности поражения людей в ЧС путем предъявления и реализации специальных требований к расселению людей, рациональному размещению потенциально опасных и иных производств, транспортных и прочих техногенно опасных и жизненно важных объектов и коммуникаций, созданию объектов с внутренне присущей безопасностью и средствами локализации и самоподавления аварий, а также путем рациональной планировки и застройки городов и других населенных пунктов, строительства специфически устойчивых в конкретных ЧС зданий и сооружений, принятия соответствующих объемно-планировочных и конструктивных решений;

- повышением устойчивости функционирования систем и объектов жизнеобеспечения и профилактикой нарушений их работы, могущих создать угрозу для жизни и здоровья людей;

- организацией и проведением защитных мероприятий в отношении населения и персонала аварийных и прочих объектов при возникновении, развитии и распространении поражающих воздействий источников ЧС, а также осуществлением аварийно-спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, восстановлению жизнеобеспечения населения на территориях, подвергшихся воздействию разрушительных и вредоносных сил природы и техногенных факторов;

- ликвидацией последствий и реабилитацией населения, территорий и окружающей среды, подвергшихся воздействию при ЧС.

## 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Необходимо определить общие затраты на реконструкцию подстанции Северная. Укрупненные стоимостные показатели представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Укрупненные стоимостные показатели

Тип оборудования	Стоимость (тыс.руб.)	Полная стоимость (тыс.руб.)
Разъединитель	160·27	4320
Выключатель	5000·8	40000
ОПН	80·7	560
Силовой трансформатор (ТДН-63000/110/10)	8000·2	16000
КРУ-10	380·17	6400
Итого		67280
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)		81409

Эксплуатационные издержки определяются по формуле [21]:

$$I_{э} = I_{ам} + I_{рем} ; \quad (106)$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i} ; \quad (107)$$

где  $\alpha_{ам,i}$  – ежегодные нормы отчислений на амортизацию основных средств;

$K$  – стоимость реконструкции.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}} ; \quad (108)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы оборудования

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{40} = 0,025 .$$

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{ам} = 81409 \cdot 0,025 = 2035 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на ремонт

$$I_{рем} = \alpha_{рем} \cdot K_c ; \quad (109)$$

$$I_{рем} = 81409 \cdot 0,0631 = 5137 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{э} = I_{ам} + I_{рем} ; \quad (110)$$

$$I_{э} = 2035 + 5137 = 7172 \text{ тыс.руб.}$$

Общие затраты:

$$З = E \cdot K_c + И_9 ; \quad (111)$$

Где  $E=0,1$ .

$$З = 0,1 \cdot 81409 + 7172 = 15313 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_c}{З - И_9} ; \quad (112)$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{81409}{15313 - 7172} = 10 \text{ лет.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была проделана работа по реконструкции подстанции «Северная».

Данная реконструкция включала в себя такой объем работ как:

- дана характеристика района подстанции;
- произведен расчет электрических нагрузок;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- выбрано и проверено основное электрическое оборудование ПС;
- выполнены заземление и молниезащита ОРУ и РП;
- рассчитаны уставки релейной защиты трансформатора;
- рассмотрены вопросы безопасности и экологичности при эксплуатации трансформаторных подстанций.

Таким образом, произведенная реконструкция подстанции «Северная» обеспечивает эффективное и надежное электроснабжения заявленных в документации потребителей.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие АмГУ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : метод. указ. к прак. занятиям для студ. по спец 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во Амур. Гос ун-та, 2014. – 100 с.

3 ГОСТ Р 7.0.5-2008. Национальный стандарт российской федерации. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.

4 ГОСТ 12.1.051-90. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В.

5 ГОСТ 12.1.019-2017. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

6 ГОСТ 12.2.024-87. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

7 ГОСТ Р 55201-2012. Национальный стандарт российской федерации. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства.

8 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. N 288.

9 Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. N 284.

10 СП 51.13330.2011. Свод правил. Защита от шума.

11 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб. пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

12 Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения : учеб. пособие / А.В. Кабышев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.

13 Электроснабжение объектов : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. – М. : Академия, 2013. – 320 с.

14 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.

15 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : Справочник : Учеб. пособие. – М. : ФОРУМ : ИНФРА – М. 2006. – 480 с.

16 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 268 с.

17 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : Учеб. пособие для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 386 с.

18 Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на период 2021-2025 годов — Текст : электронный // Цифровой : [сайт]. — URL: <https://mtop.rk.gov.ru/ru/structure/886>

19 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.

20 Мясоедов, Ю. В. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 192 с.

21 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электропитания объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2015.