

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции Прииск в Тындинском районе Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В. Холтобин

Руководитель

профессор,

доктор техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Холтобина Артёма Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции Прииск в Тындинском районе Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, проектирование подстанции и защит, расчет заземления и молниезащиты.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части формата А1.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 03.04.2025 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна

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

зав. кафедрой энергетики, доктор техн. наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): 03.04.2025 \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 135 с., 14 рисунка, 33 таблицы, 36 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Актуальность работы обусловлена необходимостью замены существующей подстанции 35/6 кВ Соловьёвск. На ее месте необходимо спроектировать новую подстанцию Прииск 110/35/6 кВ с переводом потребителей АО «Прииск Соловьёвский». Это связано с планируемым открытием нового золотодобывающего рудника, что требует увеличение объёмов энергоснабжения.

Цель настоящей работы заключается в разработке технических решений по размещению и устройству подстанции Прииск, обеспечивающей надежное и качественное электроснабжение в соответствии с действующими нормативно-техническими требованиями.

На основе разработанных вариантов проектировании подстанции Прииск был выбран наиболее надёжный. Для него выполнены необходимые инженерные расчёты и анализы, включая определение токов короткого замыкания, расчёт параметров заземляющих устройств, зон молниезащиты, а также технико-экономическая оценка и анализ экологических и противопожарных аспектов.

В отличие от существующих региональных разработок и докладов на научных конференциях, студент, занимающийся данной тематикой, продемонстрировал высокий уровень исследовательской активности, что подтверждается наличием опубликованных материалов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	6
Перечень сокращений и условных обозначений	7
Введение	8
1 Общая характеристика Тындинского района Амурской области	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения ПС Прииск	12
1.2 Характеристика потребителей, подключаемых к ПС Прииск	13
2 Расчет электрических нагрузок ПС Прииск	14
2.1 Расчет нагрузок	14
2.2 Компенсация реактивной мощности	15
3 Разработка схемы включения ПС Прииск в электрическую сеть	17
3.1 Разработка вариантов включения ПС Прииск	17
3.2 Выбор номинального напряжения	20
3.3 Выбор сечения питающей линии Сковородино – Прииск	21
4 Разработка подробной однолинейной схемы ПС Прииск и её компоновка	23
4.1 Главная схема распределительного устройства	23
4.2 Распределительные устройства среднего и низкого напряжения	23
4.3 Компоновка ПС Прииск	24
5 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС	27
6 Расчёт токов короткого замыкания электрической сети	30
6.1 Определение способа вычисления токов короткого замыкания и создание эквивалентной схемы для анализа КЗ	30
6.2 Расчет токов КЗ	31
7 Выбор и проверка оборудования на ПС Прииск	40
7.1 Распределительное устройство 110 кВ	40
7.2 Распределительное устройство 35 кВ	56
7.3 Распределительное устройство 6 кВ	62

7.4 Организация связи ПС Прииск с системным оператором	63
7.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	65
7.6 Выбор системы оперативного тока	66
8 Проектирование заземления ПС Прииск	70
9 Проектирование молниезащиты ПС Прииск	80
10 Расчет экономической эффективности проектирования ПС Прииск	84
10.1 Капитальные вложения в реализацию проекта ПС Прииск и демонтаж старого оборудования	84
10.2 Эксплуатационные издержки	87
10.3 Оценка экономической эффективности	90
11 Проектирование релейной защиты и противоаварийной автоматики на ПС Прииск	93
11.1 Выбор комплекса релейной защиты для силового трансформатора	93
11.2 Дифференциальная защита трансформатора	96
11.3 Защиты от перегрузки трансформатора	99
11.4 Максимальная токовая защита	100
11.5 Газовая защиты трансформаторов	102
11.6 Автоматическое повторное включение	103
11.7 Автоматический ввод резерва	106
11.8 Устройство резервирования отказа выключателя	108
11.9 Автоматическая частотная разгрузка	109
12 Безопасность и экологичность ПС Прииск	111
12.1 Безопасность	111
12.2 Экологичность	119
12.3 Пожарная безопасность	123
Заключение	129
Библиографический список	131

## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»

СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ»

СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ Р 52735 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ»

РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АОСЧ – автоматическое ограничение снижения частоты;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ИП – источник питания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МНЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОПУ – оперативное диспетчерское управление;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- СН – среднее напряжение;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
- ЭС – энергетическая система;

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы обусловлена необходимостью замены действующей подстанции 35/6 кВ Соловьёвск, в связи с планируемым открытием нового золотодобывающего рудника и, соответственно, увеличением энергопотребления. На ее месте необходимо спроектировать новую подстанцию Прииск 110/35/6 кВ, которая не только обеспечит переход потребителей АО «Прииск Соловьёвский» на более высокий уровень качества электроэнергии, но и станет ключевым элементом, питающим две последующие подстанции, а также снабжая электроэнергией новый рудник. Это позволит значительно повысить надёжность и качество электроснабжения, устранив риски перегрузки существующих подстанций.

Несмотря на использование типовых технических решений, основная сложность проекта заключается в необходимости их адаптации к условиям модернизации существующей подстанции «Соловьёвск». При этом требуется обеспечить интеграцию подстанции в единую энергосистему с обоснованным выбором источника питания, предусматривающим расширение распределительного устройства на этом источнике для последующего подключения подстанции Прииск. Реализация этого проекта обеспечит не только требуемую электроэнергию, но и создаст резерв мощности для её возрастания в будущем. Таким образом, модернизация подстанции является важным этапом в развитии энергетической инфраструктуры, направленным на поддержание стабильности энергоснабжения территории.

Цель настоящей работы заключается в разработке технических решений по размещению и устройству подстанции Прииск, обеспечивающей надежное и качественное электроснабжение в соответствии с действующими нормативно-техническими требованиями.

Для реализации указанной цели потребовалось выполнить ряд задач:

- спроектировать альтернативные варианты подключения подстанции Прииск к сети;

- аргументировать выбор ключевых технических решений и подобрать оптимальное оборудование, соответствующее предъявляемым требованиям;
- разработать проект системы заземления и защиты от молний для подстанции Прииск;
- оценить экономическую целесообразность и инвестиционную привлекательность предложенного инженерного решения;
- изучить аспекты безопасности и экологичности разрабатываемого проекта.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы использовались следующие лицензионные программные продукты: Microsoft office word; MathCad15; Microsoft office Visio.

Графическая часть работы выполнена на 6 листа формата А1.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЫНДИНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В административном отношении проектируемая подстанция Прииск расположена на территории Тындинского района Амурской области. Амурская область находится на юго-востоке Российской Федерации и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Тындинский район располагается в юго-западной части Амурской области. Подстанция Прииск размещается в южной части Тындинского района, территория преимущественно покрыта хвойных лесами. В данной местности преобладает западный тип перемещения воздушных масс, наиболее выраженный в период с марта по октябрь. В это время, с западных и юго-западных направлений, поступают воздушные потоки, характеризующиеся повышенной температурой и влажностью. Амурская область находится в зоне действия муссонной циркуляции умеренных широт. Территория относится к континентально-переходной группе экосистем с муссонным климатом.

Климат района характеризуется холодной, сухой и малоснежной зимой; сухой и ветреной весной; сухой первой половиной лета и дождливой второй; тёплая и солнечная осень.

Согласно предварительным данным, в районе проектируемой подстанции распространена двуслойная модель грунта – суглинки и валунные суглинки.

Проектирование электротехнической части подстанции, включая системы молниезащиты и заземления, осуществляется с обязательным учётом местных климатических факторов.

При определении характеристик электрических устройств и компонентов подстанции, а также при разработке мер по защите от прямых ударов молнии и обеспечению безопасного заземления, учитываются параметры окружающей среды: среднегодовая температура, уровень влажности, ветровая нагрузка, а также наличие агрессивных веществ в атмосфере. Корректный учёт данных

параметров является необходимым условием для обеспечения надежной и безопасной работы подстанции на всём протяжении её эксплуатационного срока.

В качестве нормативных климатических характеристик рекомендуется использовать данные, представленные в данной таблице 1.1 [1].

Таблица 1.1 – Климатические характеристики

Наименование	Показатели
1	2
Температура воздуха абсолютная минимальная, °С	минус 47,8
Температура воздуха абсолютная максимальная, °С	40,2
Температура воздуха среднегодовая, °С	минус 3,5
Относительная влажность воздуха, %	75
Район по гололеду	III
Район по ветру	III
Скоростной напор ветра при гололёде, Па	160
Число грозových часов в году	40
Степень загрязнения атмосферы	II
Сейсмичность района, баллов	8
Соппротивление верхнего слоя грунта, Ом	80
Соппротивление нижнего слоя грунта, Ом	2700

Проведенный анализ условий размещения показал, что распределительные устройства подстанции целесообразно выполнить в открытом исполнении. Это обусловлено низкой степенью загрязнения атмосферы в районе размещения, а также, что подстанция Прииск будет расположена в лесной местности. В соответствии с ГОСТ 15150-69 – 1971 [5], принято климатическое исполнение электроэнергетического оборудования ПС Прииск УХЛ1. В качестве материала для опор воздушных линий электропередачи рекомендуется выбрать металл, исходя из требований надёжности и долговечности конструкций. Для изоляции проводов на воздушных линиях целесообразно применить полимерные, стеклянные или фарфоровые подвесные изоляторы, которые обладают высокой устойчивостью к атмосферным воздействиям, ультрафиолетовому излучению и загрязнениям. Полимерные изоляторы предпочтительны благодаря их малому весу, высокой гидрофобности и способности к самоочищению, что особенно важно в условиях лесной местности с возможными осадками и высокой влажностью.

## 1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения ПС Прииск

В районе проектирования ПС Прииск проходят магистральные линии МЭС Востока, эксплуатацию которых осуществляет ПАО Россети (Амурское предприятие, г. Благовещенск). Амурское РДУ в свою очередь управляет данными линиями и режимами на территории Амурской области. Большинство подстанций в регионе имеют проходную и узловую конфигурацию. К основным источникам питания электрической сети, изображенной на рисунке 1.1, относится Зейская гидроэлектростанция (ГЭС).

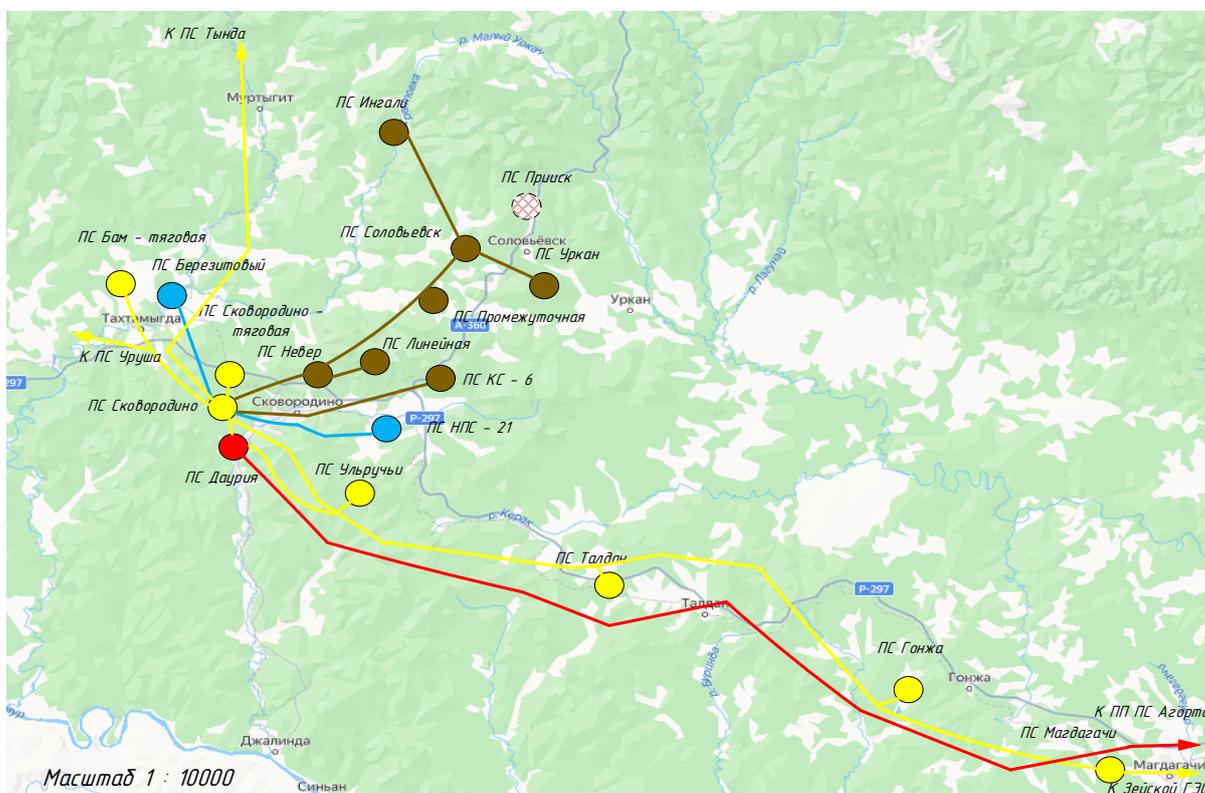


Рисунок 1.1 – Электрическая система  
Красные линии – 500 кВ, желтые линии – 220 кВ голубые линии – 110 кВ,  
кирпичные линии – 35 кВ

В данной электрической сети преобладают линии 220 кВ и основные ПС на 220 кВ, есть также ПС Даурия на 500 кВ, ПП Агорта 500 кВ и ИП Зейская ГЭС 500 кВ.

## 1.3 Характеристика потребителей, подключаемых к ПС Прииск

Основным потребителем является АО «Прииск Соловьёвский»,

занимающимся золотодобычей с помощью драг установок. Драги представляет собой специализированное плавучее средство, оборудованное землеройными механизмами. Эти механизмы автоматизируют ключевой этап добычи минерального сырья, включая удаление пустых пород.

Подобные установки спроектированы для разработки и извлечения ценных компонентов, таких как металлы, из донных отложений. Они преимущественно используются на прибрежных и глубоководных морских месторождениях, связанных с горными породами и глинистыми отложениями.

Драги классифицируются по нескольким типам: континентальные, которые устанавливаются на плоскодонных понтонах, и морские, предназначенные для разработки месторождений в прибрежных зонах и на крупных озерах. Морские земснаряды монтируются на килевых самоходных или буксируемых судах, что обеспечивает их эксплуатацию в условиях штормовой погоды.

Заявленная мощность энергопринимающих устройств потребителя доходит до 22 МВт. Категория по надежности электроснабжения – 2. Если потребитель оказывает негативное влияние на систему с точки зрения качества, то его задача решить данную проблему.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ

### 2.1 Расчет нагрузок

Заявленная максимальная нагрузка потребителя составляет 22 МВт. Произведем расчет средней активной мощности и эффективной активной мощности по методике, приведенной в [2].

Среднюю активную мощность можно определить по формуле:

$$P_{\text{cp}} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{T}; \quad (2.1)$$

где  $P_i$  - активная нагрузка;

$t_i$  - время использования нагрузки;

$T$  - общее время использования нагрузки, принимается 24 часа.

$$P_{\text{cp}} = \frac{1}{24} \cdot \left[ \begin{array}{l} 22 \cdot 3 + 21,56 \cdot 2 + 21,34 + 21,12 + 20,9 \cdot 3 + 20,24 \cdot 4 \\ + 20,68 + 19,8 \cdot 4 + 18,7 \cdot 2 + 18,48 + 18,26 + 18,04 \cdot 2 \end{array} \right] = 20,16 \text{ МВт.}$$

Эффективную активную мощность найдем по формуле:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot t_i}{T}}; \quad (2.2)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left[ \begin{array}{l} 22^2 \cdot 3 + 21,56^2 \cdot 2 + 21,34^2 + 21,12^2 + 20,9^2 \cdot 3 + 20,24^2 \cdot 4 \\ + 20,68^2 + 19,8^2 \cdot 4 + 18,7^2 \cdot 2 + 18,48^2 + 18,26^2 + 18,04^2 \cdot 2 \end{array} \right]} = 20,24 \text{ МВт.}$$

Аналогично рассчитываем реактивную мощность.

Таблица 2.1 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок

Название ПС	$P_{\max}$ , МВт	$Q_{\max}$ , МВар	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{эф}}$ , МВар
1	2	3	4	5	6	7
ПС Прииск	22	10,56	20,16	9,68	20,24	9,72

Изучив расчетные значения, представленные в таблице 2.1, необходимо выполнить вычисления для компенсации реактивной мощности, основываясь на целевом значении коэффициента реактивной мощности. Выбор оборудования для компенсации должен осуществляться с учетом этого предельного значения коэффициента реактивной мощности. На основании расчетных нагрузок будут выбираться силовые трансформаторы.

## 2.2 Компенсация реактивной мощности

В представленной работе рассчитываются устройства, компенсирующие реактивную мощность, разработанные для минимизации объемов реактивной мощности, циркулирующей в электросети. Это, в свою очередь, способствует увеличению уровня напряжения непосредственно в точке потребления электроэнергии. Еще одним преимуществом указанных устройств является сокращение потерь мощности и энергии в процессе передачи электрической энергии на расстояние.

В рамках расчета проводится компенсация реактивной мощности на шинах напряжением 6 кВ на подстанции Прииск. Осуществляется подбор оптимальных устройств для данной цели, с учетом специфики объекта.

Особое внимание уделяется расчету требуемой мощности компенсирующего устройства (КУ), поскольку этот параметр напрямую влияет на эффективность компенсации и стабильность работы электросети. Корректный выбор мощности КУ позволяет достичь максимального снижения потерь и улучшения качества электроснабжения потребителей [2]:

$$Q_K = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} ; \quad (2.3)$$

где  $Q_{\max}$  - расчетная максимальная реактивная мощность нагрузки;

$P_{\max}$  - расчетная максимальная активная мощность нагрузки;

$\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$  - предельный коэффициент мощности, равный 0,4 в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 23 июня 2015 г. N 380 [15].

Потребная мощность компенсирующего оборудования, требуемая для каждой секции распределительного устройства низкого напряжения на 6 кВ. [2]:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{м}} - Q_{\text{номКУ}}; \quad (2.4)$$

где  $Q_{\text{номКУ}}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Осуществляем вычисления подстанции Прииск:

$$Q_{\text{к}} = 10,56 - 22 \cdot 0,4 = 1,76 \text{ МВар.}$$

Исходя из расчётов можно сделать вывод, что требуется установка компенсирующих устройств. На одну секцию шин необходимо скомпенсировать 0,88 МВар, для этого выберем конденсаторную установку УКРЛ 56 6,3 кВ на 0,9 МВАР.

### 3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ПС ПРИИСК В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ

#### 3.1 Разработка вариантов включения ПС Прииск

Для начала целесообразно рассмотреть несколько вариантов присоединения, чтобы выбрать наиболее близкий источник питания. Длина трасы линий влияет на капитальные вложения по строительству ВЛ и установку опор, а также влияет на потери, т.к. с увеличением длины линии возрастают потери.

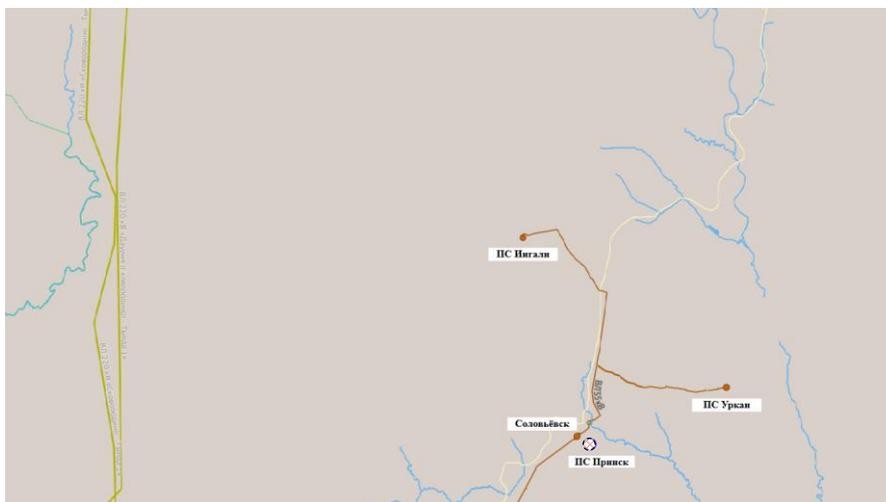


Рисунок 3.1 – Карта схема южной части района размещения ПС Прииск  
Кирпичные линии – 35 кВ

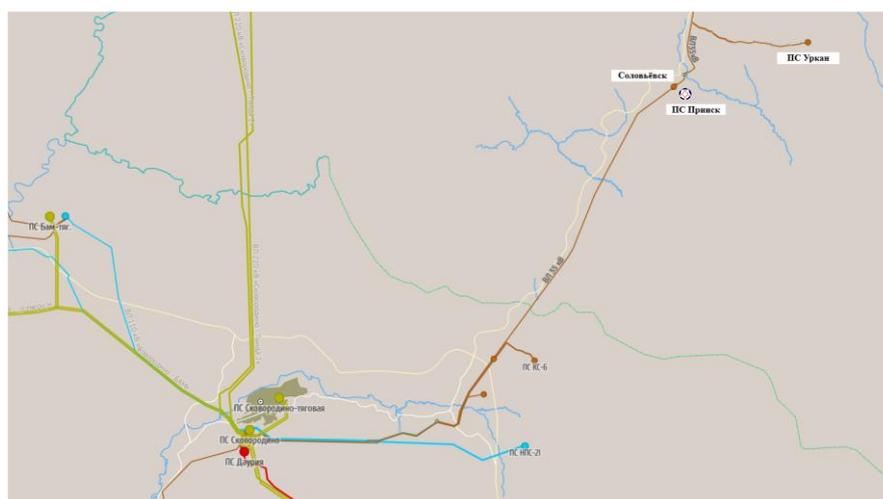


Рисунок 3.2 – Карта схема северной части района размещения ПС Прииск  
Красные линии – 500 кВ, желтые линии – 220 кВ, голубые линии – 110 кВ,  
кирпичные линии – 35 кВ

По карте схеме видно, что источниками питания (ИП) могут быть ПС Сквородино и ПС Даурия. Проходящая линия 35 кВ рядом с ПС Прииск не может рассматриваться для подключения, т.к. данная ВЛ одноцепная и питает несколько ПС, так как низкая надежность и из этого следует проблема для участка сети. Для решения данной проблемы предложено строительство новой ПС Прииск вместо ПС Соловьевск. Строительство второй цепи 35 кВ не целесообразно, расстояние до Соловьевска 50 км и до следующих ПС больше 70 км, следовательно, будут большие потери электроэнергии. ПС Прииск минимизирует потери, если по своему среднему напряжению будет осуществлять питание последующих двух ПС Ингали и ПС Уркан. Проведем технический анализ, который определит ИП для ПС Прииск. За основу стоимости возьмем укрупненные стоимостные показатели [3] с учетом районного коэффициента и коэффициента инфляции [14].

Таблица 3.1 – Данные для расчета технико-экономического сравнения

Параметр	Значение	
	110 кВ	220 кВ
1	2	3
Стоимость ВЛ, тыс. руб./км	1280	2195
Стоимость отвода земли для опор, тыс. руб./км	70	115
Стоимость на вырубку просеки, тыс. руб./км	95	110
Стоимость выключателя РУ ВН, тыс. руб.	7 000	12 500
Стоимость силового трансформатора, тыс. руб.	8 200	10 700
Постоянная часть затрат на ПС, тыс. руб.	21 000	35 000
Стоимость отвода земли для ПС, тыс. руб.	3,5	14
Районный коэффициент	1,4	
Коэффициент инфляции	13,63	

Таблица 3.2 – Техничко-экономическое сравнение ИП по приведенным затратам

Параметр	ПС Сквородино	ПС Даурия
1	2	3
Напряжение ПС, кВ	220/110/35/10	500/220/35
Номинальное напряжение для питания, кВ	110	220

продолжение таблицы 3.2

1	2	3
Длина трасы, км	50	55
Стоимость прокладки линии, тыс. руб.	1 414 707	2 660 508
Стоимость выключателей РУ ВН, тыс. руб.	534 296	954 100
Стоимость силовых трансформаторов, тыс. руб.	312 945	408 355
Постоянная часть затрат на ПС, тыс. руб.	400 722	667 870
Затраты по отводу земельного участка ПС, тыс. руб.	48	267
Суммарные капитальные вложения, тыс. руб.	2 662 718	4 691 100

Исходя из технического анализа рентабельно подключить ПС Прииск к ПС Сквородино, т.к. длина трасы и её капитальные вложения значительно ниже, чем от ПС Даурия. Капиталовложения отличаются на 2 028 382 тыс. руб. за счёт того, что было принято в расчёте напряжение линии от ПС Сквородино и распределительное устройство на 110 кВ, от ПС Даурии напряжение линии и распределительное устройство на 220 кВ.

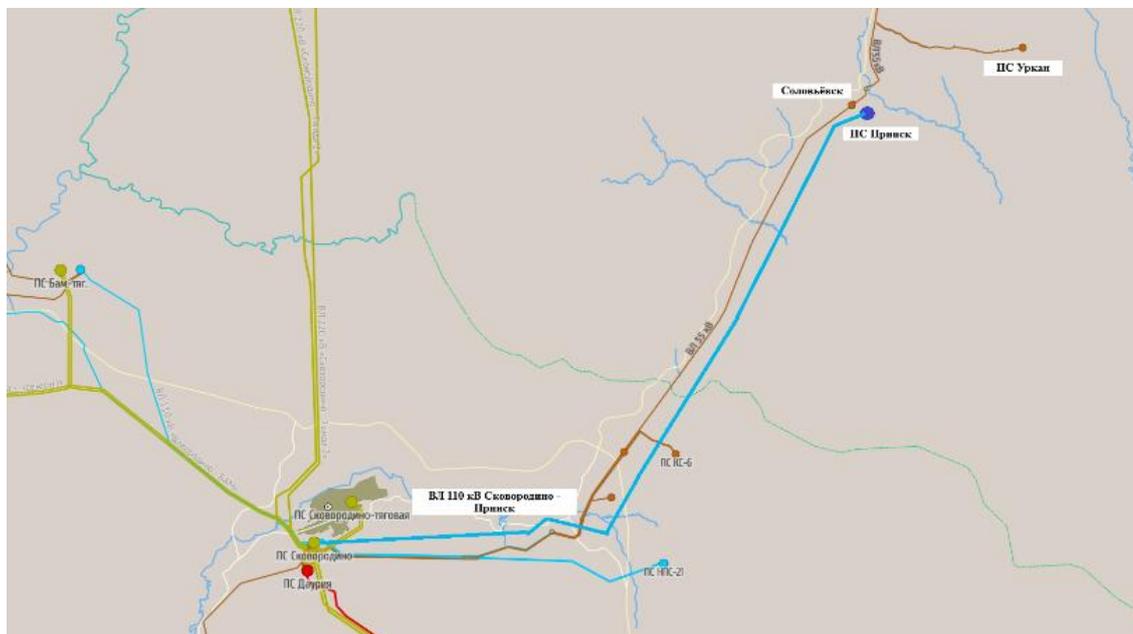


Рисунок 3.3 – ВЛ 110 кВ Сквородино – Прииск  
Красные линии – 500 кВ, желтые линии – 220 кВ, голубые линии – 110 кВ, коричневые линии – 35 кВ

В таблице 3.3 представлены характеристики выбранного ИП для проектируемой ПС Прииск.

Таблица 3.3 – Характеристики ПС 220 кВ Сквородино

Наименование	Показатели
1	2
Рабочее напряжение, кВ	220/110/35/10
Количество силовых трансформаторов	4
Установленная мощность трансформаторов, МВА	176

По контрольным замерам зимы 2024 года нагрузка потребителей ПС Сквородино составляет 96,4 МВт, установленная мощность силовых трансформаторов 176 МВА и из этого следует вывод, что дополнительную нагрузку от ПС Прииск 22 МВт ИП может запитать. Коэффициент загрузки трансформаторов составляет 0,54, после присоединения ПС Прииск коэффициент загрузки будет составлять 0,67.

### 3.2 Выбор номинального напряжения

По сравнительному анализу из предыдущего пункта выбран ИП ПС Сквородино. Расстояние составляет 50 км. Определим рациональное напряжение линии, по которой будет осуществлять передачи мощности [3]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}; \quad (3.1)$$

где L - длина линии, км;

P - передаваемая активная мощность.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{22}}} = 79,19 \text{ кВ.}$$

Согласно вычислениям по формуле Илларионова, оптимальное значение напряжения равняется 110 кВ. Целесообразно выбрать для проектируемой ПС класс напряжения 110 кВ.

### 3.3 Выбор сечения питающей линии Сквородино – Прииск

Для определения сечения линии требуется рассчитать максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (3.2)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - суммарные активные и реактивные мощности;

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

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{1000 \cdot \sqrt{22^2 + 10,56^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 128 \text{ А.}$$

Выбран провод сечением АС-150 мм<sup>2</sup> по следующим характеристикам:

- диапазон температур эксплуатации от -60 до +90 °С;
- допустимый длительный ток 450 А.

Произведем выбор сечения линии методом экономических интервалов.

Определяем расчетные токи:

$$I_p = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T; \quad (3.3)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по года эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, принимаем 1,3.

$$I_p = 128 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 175 \text{ А.}$$

Выбран провод сечением АС-240 мм<sup>2</sup> в соответствии с таблицей

экономических интервалов приведенной в [2] по следующим характеристикам:

- диапазон температур эксплуатации от -60 до +90 °С;
- допустимый длительный ток 605 А.

Для поддержания требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей ПС Прииск, питание будет осуществляться по двухцепной ВЛ 110 кВ Сковородино – Прииск.

## 4 РАЗРАБОТКА ПОДРОБНОЙ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ ПРИИСК И ЕЁ КОМПОНОВКА

### 4.1 Главная схема распределительного устройства

Главная схема – это самое важное, что нужно выбрать при проектировании электрической части подстанции. Она определяет, какое оборудование будет использоваться и как оно будет соединено между собой. При выборе главной схемы необходимо учитывать [4]:

- 1) тип проектируемой подстанции;
- 2) количество и мощность силовых трансформаторов;
- 3) номинальное напряжение сети;
- 4) число питающих и распределительных присоединений.

Цель проектирования ПС для запитывания крупного потребителя 2 категории по электроснабжения, без передачи транзита мощности другим ПС. Питание самой ПС будет осуществляться по двухцепной линии Сковородино – Прииск 110 кВ. В работе будут находиться два трансформатора. Исходя из перечисленного выше, стоит рассмотреть схему РУ № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

По своему конструктивному исполнению, данное решение предполагает использование открытого типа распределительного устройства, так как не требуется комплектное распределительное устройство в связи высокой стоимости и не суровыми климатическими условиями.

### 4.2 Распределительные устройства среднего и низкого напряжения

Поскольку ПС 110 кВ Прииск устанавливается взамен существующей подстанции 35/6 кВ Соловьёвск с переводом потребителей АО «Прииск Соловьёвский», то напряжения на новой ПС будут:

- средняя сторона 35 кВ;
- низкая сторона 6 кВ.

По материалам преддипломной практики известно, что на напряжении 35 кВ будет осуществляться питание 4х отходящих линий. Выполним РУ-35 кВ по

схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

РУ-6 кВ выполним ЗРУ на базе комплектных ячеек с воздушной изоляцией с вакуумными выключателями по схеме №6-1 «Одна секционированная выключателем система шин».

### **4.3 Компоновка ПС Прииск**

Относительно избранных конфигураций распределительных устройств. следует выбрать соответствующее оборудование, которое далее будет выбираться по наиболее важным характеристикам. Также стоит учесть, что необходимо выбирать по оптимальным номинальным значениям, чтобы оборудование работало в полном объеме.

В распределительное устройство 110 кВ установим:

- элегазовый баковый выключатель с встроенным трансформатором тока;
- горизонтально-поворотный разъединитель;
- трансформатор напряжения НАМИ;
- нелинейный ограничитель перенапряжения.

В распределительное устройство 35 кВ установим:

- элегазовый баковый выключатель с встроенным трансформатором тока;
- горизонтально-поворотный разъединитель;
- трансформатор напряжения НАМИ;
- нелинейный ограничитель перенапряжения.

В распределительное устройство 6 кВ является КРУ, в которое установлено:

- вакуумный выключатель;
- трансформатор ток ТОЛ;
- трансформатор напряжения НАМИ;
- нелинейный ограничитель перенапряжения.

Блочное здание ОПУ размещается на предварительно подготовленной площадке с железобетонными лежнями, установленными на выровненную поверхность.

Комплектные помещения ОПУ блочного типа, имеющие габариты

2350x12800x4700 мм (высота), поставляются с завода и собираются на месте из отдельных транспортных блоков.

Для монтажа блоков ОПУ применяются железобетонные подкладки, располагаемые на щебёночном основании для достижения ровной поверхности. Каждый блок ОПУ представляет собой отдельный модуль, ограждающие конструкции которого выполнены из трехслойных панелей с теплоизоляцией. Благодаря теплоизоляции и системе обогрева, ОПУ гарантирует стабильную работу оборудования даже при экстремально низких температурах до  $-60^{\circ}\text{C}$ .

ОПУ сохраняет работоспособность при землетрясениях до 9 баллов по шкале MSK 64, согласно требованиям, ГОСТ 17516.1-90, при установке на высоте до 10 метров.

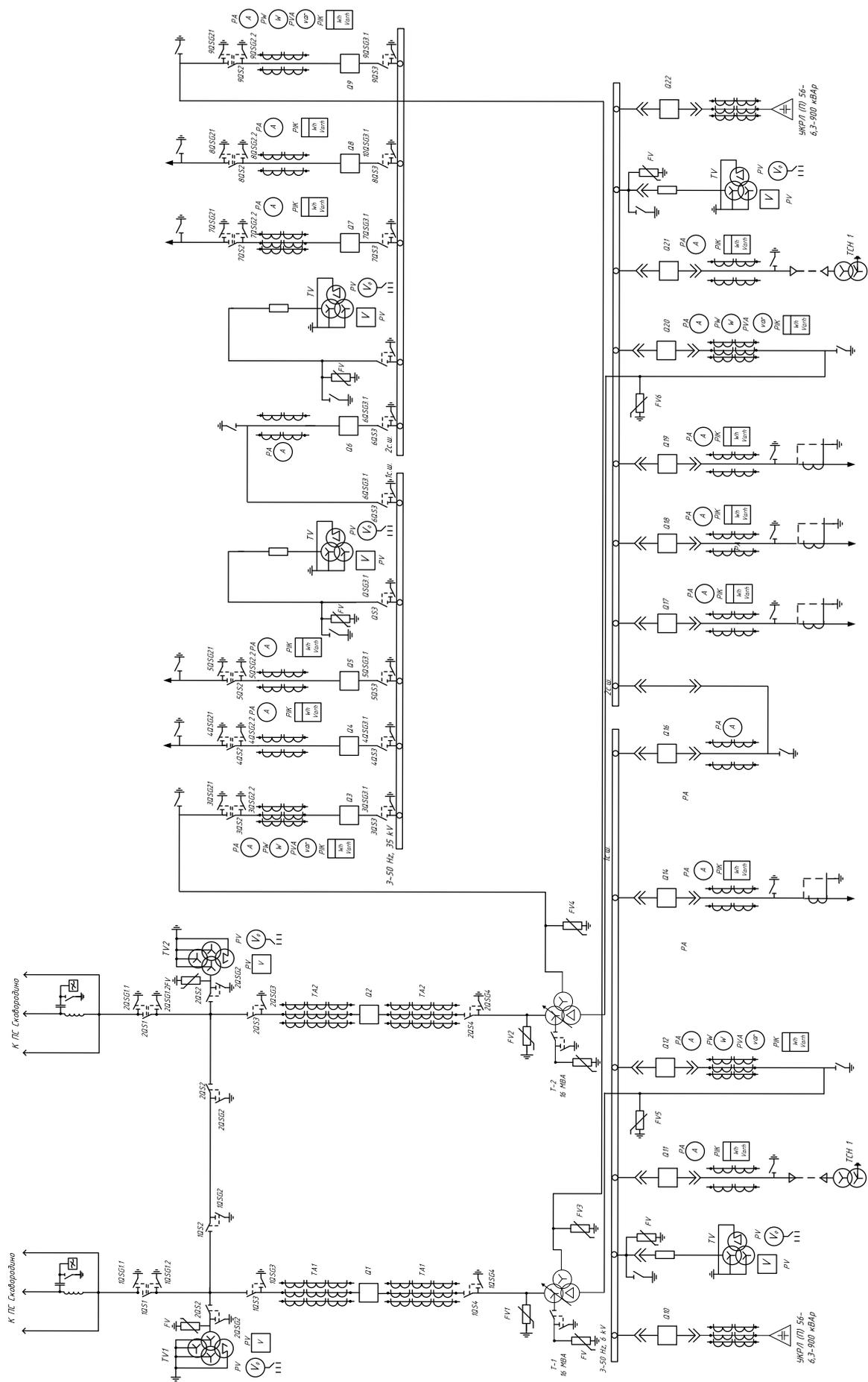


Рисунок 4.1 – Компоновка ПС Прииск

## 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Обеспечение бесперебойного электроснабжения выступает ключевым фактором при определении необходимого количества трансформаторов на ПС. На основании стандарта при суммарной нагрузке ПС превышающей 10 МВт, необходимо ставить 2 трансформатора, независимо от категории электроснабжения [6].

Номинальная мощность выбранных трансформаторов должна гарантировать полное покрытие потребности в электроэнергии потребителей, получающих питание от сетей среднего и низкого напряжения. При параллельной работе трансформаторов необходимо соблюдение ряда условий: идентичность напряжений КЗ ( $U_K$ ) и совпадение схем соединения обмоток. Учитывая данные аспекты, в подстанциях, как правило, монтируются два трансформатора с идентичными параметрами, включая тип и мощность.

Расчет требуемой мощности трансформатора осуществляется по формуле:

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_3}; \quad (5.1)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - суммарные активные и некомпенсированная реактивная мощности;

$n_{\text{т}}$  - число трансформаторов;

$k_3$  - коэффициент загрузки, принимаем 0,7.

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{22^2 + 8,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,92 \text{ МВА.}$$

В целях гарантированного обеспечения электроэнергией конечных потребителей, на подстанции "Прииск" намечена установка пары

трансформаторов с номинальными параметрами напряжения 110/35/6 кВ и мощностью 16 МВА каждый. Расчетная пропускная способность линий электропередач учитывает потенциальные внештатные ситуации. При поломке одного из трансформаторов, второй агрегат, принимая во внимание допустимую перегрузку, должен целиком удовлетворять нужды подстанции в электропитании. При этом, максимальная нагрузка, которую необходимо обеспечить, составляет 22 МВт. Данная конфигурация позволит минимизировать риски перебоев в электроснабжении потребителей. Согласно [16] коэффициент загрузки в нормальном режиме должен составлять  $0,6-0,7 S_{\text{НОМ.Т}}$ . В случае отказа или планового отключения одного из трансформаторов, функционирующий трансформатор обязан продолжать подачу энергии потребителям, выдерживая продолжительную перегрузку, не превышающую 40% от его номинальной мощности, либо допустимую перегрузку.

Проверим трансформатор по загрузке в различных ситуациях в соответствии с [16].

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{тр}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (5.2)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{20,16}{2 \cdot 16} = 0,6.$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (5.3)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{20,16}{25} = 1,2.$$

Коэффициент загрузки соответствует установленным нормам.

Таблица 5.1 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ А	Ном. напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток
		ВН	СН	НН	
1	2	3	4	5	6
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	6,6	УН/ УН/D-0-11

Трансформатор типа ТДТН-16000/110-УХЛ1 представляет собой трех обмоточное устройство класса напряжения 110 кВ, производимое заводом "Тольяттинский Трансформатор". Указанное оборудование соответствует установленным техническим стандартам и нормативным требованиям, предъявляемым к трансформаторам данного типа.

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 6.1 Определение способа вычисления токов короткого замыкания и создание эквивалентной схемы для анализа КЗ

При проведении расчетов токов короткого замыкания (КЗ) возможно применение ряда допущений, представленных в источнике. В частности, [7]:

- для анализа кратковременных КЗ (продолжительностью до 0,5 секунды для синхронных генераторов и компенсаторов, и до 0,2 секунды для электродвигателей) не учитывается изменение угла ЭДС и колебания скорости вращения роторов;

- предполагается абсолютная симметрия фаз во всех элементах электроэнергетической системы, за исключением точки возникновения короткого замыкания;

- при расчетах не учитывается ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

- из расчетной схемы исключаются источники питания, расположенные на значительном удалении от места КЗ и соединенные линиями электропередачи или вставками постоянного тока;

- допускается применение упрощенной модели для учета затухания апериодической составляющей тока КЗ при наличии нескольких независимых контуров в рассматриваемой схеме;

- влияние насыщения магнитной системы электрических машин на результаты расчетов не учитывается;

- сопротивление элементов схемы постоянному току принимается равным их активному сопротивлению;

- электрические приемники, сосредоточенные в определенных узлах, представляются эквивалентными параметрами;

- поперечная емкость воздушных линий электропередачи с напряжением 110-220 кВ не принимается во внимание при длине линии до 200 км, а для линий 330-500 кВ – при длине до 150 км;

- высшие гармоники токов не учитываются при расчетах несимметричных КЗ.

Данное вычисление проводится для проверки ключевых устройств с классами напряжения 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, подобранных исходя из величины токов нагрузки, а также для задач, связанных с созданием релейной защиты и проектированием электрической схемы подстанции.

Для вычисления значений токов КЗ на шинах подстанции Прииск 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, за основу был взят ток трехфазного короткого замыкания, зафиксированный в максимальном режиме на шинах 110 кВ подстанции 220/110/35/10 кВ Сквородино. Данный ток имел значение 3,4 кА.

В таблице 5.1. приведен трансформатора типа ТДТН-16000/110, который следует учесть при расчете токов трехфазного на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подстанции Прииск.

## 6.2 Расчет токов КЗ

Для расчета токов короткого замыкания была применена исходная схема электросети, сформированная на основе данных, представленных на рисунке 6.1.

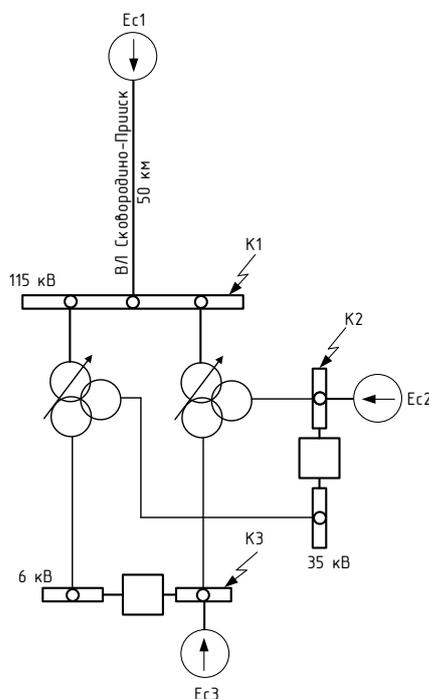


Рисунок 6.1 – Исходная конфигурация электрической сети

Для определения значений токов в условиях короткого замыкания требуется разработка эквивалентной схемы замещения. Данная схема должна

включать в себя все сопротивления, имеющие важное значение для выполнения необходимых вычислений. Графическое отображение упомянутой схемы представлено на рисунке 6.2.

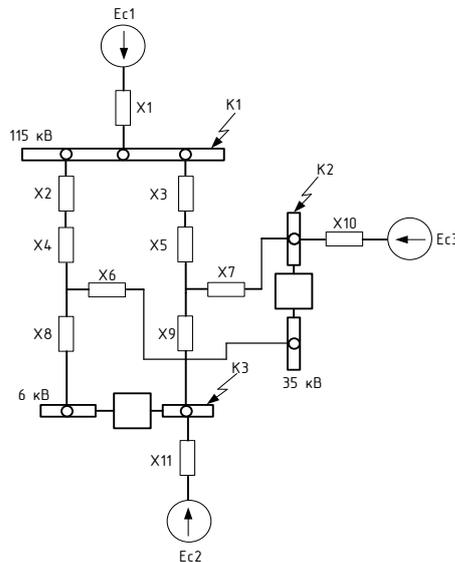


Рисунок 6.2 – Схема замещения подстанции

В целях демонстрации будет произведен расчет величины тока трехфазного короткого замыкания, возникающего на шинах подстанции напряжением 110 кВ (условно обозначенных как точка К1).

При оценке величины тока КЗ в заданной точке К1 важно принимать во внимание воздействие ВЛ 35 кВ, которая осуществляет питание рассматриваемой ПС. Это обусловлено тем обстоятельством, что указанная ВЛ будет способствовать поддержанию тока в точке КЗ при возникновении аварийного отключения ВЛ 110 кВ. Влияние нагрузки на поддержание тока КЗ со стороны 110 кВ, проходящее через трансформатор, оценивается как несущественное и исключается из рассмотрения при выполнении расчетов.

Для расчета приняты базисные величины:

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{БВН}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{БСН}} = 37 \text{ кВ};$$

$$E_{\text{с}} = 1.$$

Таблица 6.1 – Базисные величины

Базисная величина	Значение
1	2
Базисная мощность $S_G$ , МВА	100
Номинальная мощность $S_{ном}$ , МВА	25
Базисное напряжение ВН $U_{БВН}$ , кВ	115
Базисное напряжение СН $U_{БСН}$ , кВ	37
Нагрузка системы $E_C$ , о.е.	1

В рамках анализа, ключевым этапом является установление характеристик основного оборудования. В рассматриваемом случае, к таким характеристикам относятся значения электрического сопротивления проводов, которые составляют  $X_{o1} = 0,444 \text{ Ом/км}$  и  $X_{o3} = 0,432 \text{ Ом/км}$ .

В рамках вычислительного процесса применяется типовая система электропитания, характерная для Амурской области. На основе этой системы устанавливаются протяженности задействованных отрезков проводников, которые составляют значения, выраженные  $L_1 = 50 \text{ км}$  и  $L_3 = 0,3 \text{ км}$ .

Кроме того, для осуществления вычислительных операций требуются величины напряжений при коротком замыкании, которые имеют значения:  $U_{КЗВС} = 10,5 \%$ ,  $U_{КЗВН} = 17,5 \%$ ,  $U_{КЗСН} = 6 \%$  [17].

Рисунок 6.3 демонстрирует эквивалентную схему, применяемую для вычислительных операций в заданной точке К1.

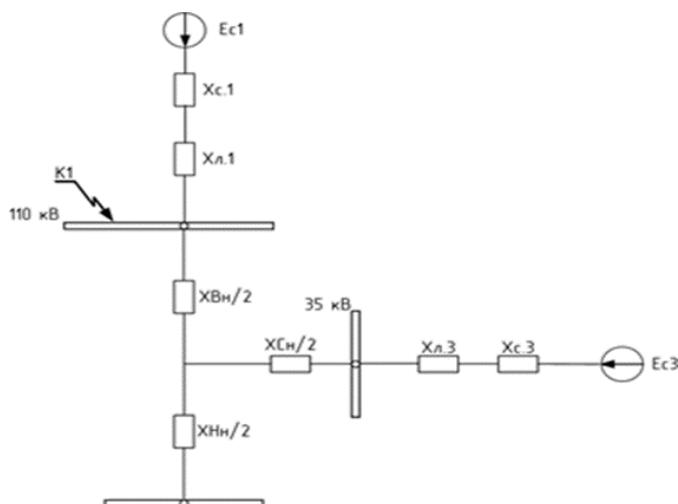


Рисунок 6.3 – Эквивалентная схема замещения для заданной точки К1

Выполним вычисления для определения параметров эквивалентной схемы.  
Установим величину сопротивления, используя данные, представленные в [7]:

$$X_{л} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_B}; \quad (6.1)$$

где  $X_0$  - электрическое сопротивление провода;

$L$  - длина провода;

$S_6$  - базисная мощность;

$U_B$  - базисное значение напряжения на высокой стороне трансформатора.

$$X_{л1} = 0,444 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,17 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = 0,432 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{37^2} = 9,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы [7]:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}; \quad (6.2)$$

где  $I_{кз}$  - ток короткого замыкания.

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,4 \cdot 115} = 0,148 \text{ о.е.}$$

$$X_{c3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,4 \cdot 37} = 0,46 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем эквивалентные сопротивления ветвей [7]:

$$X_{\text{экв}} = X_C + X_L; \quad (6.3)$$

$$X_{\text{экв1}} = 0,148 + 0,17 = 0,32 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв2}} = 0,46 + 9,2 = 9,66 \text{ о.е.}$$

На начальном этапе преобразования электрической схемы производится последовательное суммирование значений сопротивлений, включенных в цепь. Результат выполненного действия отчетливо показан на рисунке 6.4.

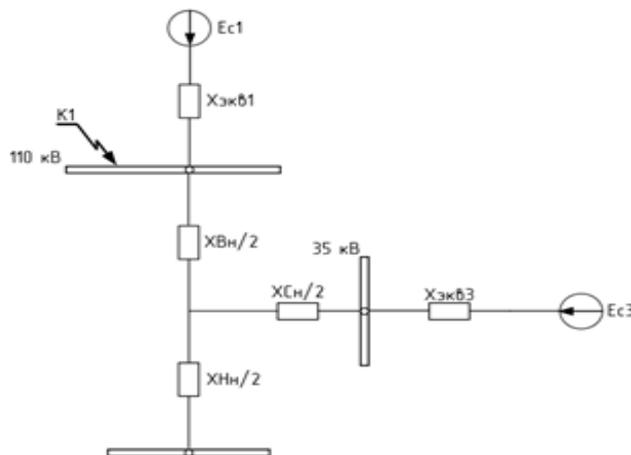


Рисунок 6.4 – Преобразование схемы замещения для точки К1

На последующей стадии преобразований происходит сведение схемы к простейшей конфигурации. Это существенным образом упрощает процесс определения величины тока КЗ.

$$X_{\text{экв3}} = X_{\text{экв2}} + X_{\text{сн}}; \quad (6.4)$$

где  $x_{\text{сн}}$  - сопротивление средней обмотки трансформатора, которое для трехобмоточного трансформатора  $x_{\text{сн}} = 0$ .

$$X_{\text{ЭКВ3}} = 9,66 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} = X_{\text{ЭКВ3}} + \frac{X_{\text{ВН}}}{2}$$

где  $X_{\text{ВН}}$  - сопротивление высшей обмотки трансформатора.

Активное сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора может быть вычислено с использованием следующей формулы:

$$X_{\text{ВН}} = \left( \frac{U_{\text{КЗВС}} + U_{\text{КЗВН}} - U_{\text{КЗСН}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (6.5)$$

где  $U_{\text{КЗВС}}, U_{\text{КЗВН}}, U_{\text{КЗСН}}$  - напряжения короткого замыкания;

$S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{ВН}} = \left( \frac{10,5 + 17,5 - 6}{100} \right) \cdot \frac{100}{25} = 0,86 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} = 9,66 + \frac{0,86}{2} = 10,09 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ5}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ4}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ4}}}; \quad (6.6)$$

$$X_{\text{ЭКВ5}} = \frac{0,32 \cdot 10,09}{0,32 + 10,09} = 0,31 \text{ о.е.}$$

$E_{\text{С}} = 1 \text{ о.е.}$ , так как источники ЭДС одинаковые.

В результате проведённого расчётного анализа была построена окончательная эквивалентная схема, представленная на рисунке 6.5.

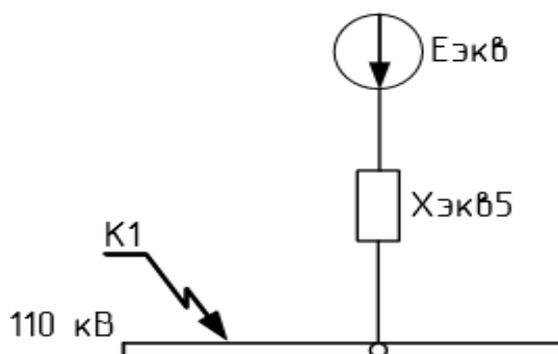


Рисунок 6.5 – Преобразование схемы замещения для точки К1

Ток короткого замыкания эквивалентен базовому току. [7]:

$$I_{Б1} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БВН}}}; \quad (6.7)$$

$$I_{Б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ равна [7]:

$$I_{\text{пол}} = \frac{E_{\text{с}}}{X_{\text{экв5}}} \cdot I_{Б1}; \quad (6.8)$$

$$I_{\text{пол}} = \frac{1}{0,31} \cdot 0,502 = 1,62 \text{ кА.}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока КЗ [7]:

$$i_{\text{yl}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пол}} \cdot K_{\text{y}}; \quad (6.9)$$

где  $K_{\text{y}}$  - ударный коэффициент, принимаемый 1,8 [7].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1,8 = 4,1 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пол}}; \quad (6.10)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 1,62 = 2,29 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом выполним вычисления для других точек КЗ и соответствующие результаты расчетов представлены в таблице 6.1.

Таблица 6. 1 – Значения токов короткого замыкания

Точка КЗ.	Ток трехфазного короткого замыкания, кА		
	$i^{(3)}$		$i_{\text{уд}}$
	1 линия	2 линии	
1	2	3	4
Шины 110 кВ	0,81	1,62	4,1
Шины 35 кВ	1,615	3,23	5,8
Шины 6 кВ	4,01	8,02	20,9

Рассчитаем тепловые импульсы по следующей формуле:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рзmax}} + t_{\text{св}} + T_a); \quad (6.11)$$

где  $W_k$  - тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с;

$t_{\text{рзmax}}$  - максимальное время работы релейной защиты, с;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей, с;

$t_{\text{св}}$  - время отключения выключателя, с.

Для выключателя 110 кВ:

$$W_k = 1,62^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,03) = 4,11 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для разъединителя 110 кВ:

$$V_k = 1,62^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,03) = 5,42 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для выключателя 35 кВ:

$$V_k = 3,23^2 \cdot (2 + 0,035 + 0,02) = 21,44 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для разъединителя 35 кВ:

$$V_k = 3,23^2 \cdot (2,5 + 0,035 + 0,02) = 26,66 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для выключателя 6 кВ:

$$V_k = 8,02^2 \cdot (2,5 + 0,035 + 0,01) = 163,70 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для разъединителя 6 кВ:

$$V_k = 8,02^2 \cdot (3 + 0,035 + 0,01) = 195,86 \text{ кА}^2\text{с.}$$

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ПРИИСК

В этом разделе будет осуществляться выбор оборудования для подстанции Прииск, для каждого РУ в отдельности предстоит выбрать:

1. выключатель;
2. разъединитель;
3. трансформатор тока;
4. трансформатор напряжения;
5. нелинейный ограничитель перенапряжения.

После выбора оборудования в РУ следует организовать связь ПС с системой, выбрать ТСН и систему оперативного тока.

Пример расчета будет показан на РУ 110 кВ, для остальных РУ расчёт сведен в таблицы. Методика по выбору и проверке оборудованию в данном разделе была взята из [16].

### 7.1 Распределительное устройство 110 кВ

Выключатель выбирают по следующим характеристикам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}} \cdot$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж.расч}}$$

$$I_{\text{утяж.расч}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (7.1)$$

где  $I_{\text{утяж.расч}}$  - утяжеленный расчетный ток кА;

$S_{\text{тр}}$  - мощность трансформатора, кВА;

$$I_{\text{утяж.расч}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}; \quad I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж.расч}}.$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п0}}$$

$$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}; \quad I_{\text{п0}} = 1,62 \text{ кА};$$

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п0}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}}; \tag{7.2}$$

где  $K_{\text{уд}}$  - ударный коэффициент, принимаемый 1,8;

$i_{\text{уд}}$  - ударный ток, кА.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1,8 = 4,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; \quad i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (7.3)$$

Тепловой импульс был ранее посчитан:

$$B_{\text{к}} = 4,11 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

Предельная способность коммутационного аппарата к отключению тока короткого замыкания при наличии в нем апериодической составляющей. Допустимая величина апериодической составляющей в отключаемом токе, рассчитанная для определенного временного интервала  $\tau$  :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} ; \quad (7.4)$$

где  $\beta_{\text{норм}}$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе, 40 %;

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} ; \quad (7.5)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 1,62 = 2,29 \text{ кА}.$$

В таблице 7.1 представлены итоговые данные по результатам анализа выключателя 110 кВ.

Таблица 7.1 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,62 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4,11 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,62 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
$i_{\text{а.ном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 2,29 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

На основании проведенной оценки, для дальнейшей эксплуатации выбирается элегазовый выключатель баковый типа ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1 со встроенным трансформатором тока и пружинным приводом. Данный выбор обусловлен оптимальным сочетанием технических характеристик и экономических показателей, соответствующих требованиям к надежности и безопасности работы энергосистемы.

Разъединители выбирают по следующим характеристикам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}}.$$

По номинальному току:

При выборе выключателей на 110 кВ, номинальный ток, на который они

рассчитаны, составляет 184 А.

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж.расч}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}}; \tag{7.6}$$

где  $K_{\text{уд}}$  - ударный коэффициент, принимаемый 1,8;

$i_{\text{уд}}$  - ударный ток, кА.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1,8 = 4,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \tag{7.7}$$

Тепловой импульс был ранее посчитан:

$$B_{\text{к}} = 5,42 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

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

В таблице 7.2 представлены итоговые данные по результатам анализа разъединителей 110 кВ.

Таблица 7.2 – Проверка разъединителей 110 кВ

Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
$U_H, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$i_{\text{ДИН}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$		$U_H, \text{кВ}$	$I_{\text{утяж.расч}}, \text{А}$	$i_{\text{ДИН}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
110	1000	80	2977	РГ-СВЭЛ-110/1000 УХЛ1	110	184	4,1	5,42

В таблице 7.3 проверяются главные и заземляющие ножи 110 кВ по тепловому импульсу.

Таблица 7.3 – Проверка главных и заземляющих ножей 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$
1	2
Главные ножи	
2977	7,86
Заземляющие ножи	
2977	2,62

На основании проведенной оценки, для дальнейшей эксплуатации выбирается разъединители горизонтально-поворотные типа РГ-СВЭЛ-110/1000 УХЛ1 с электроприводом. Данный разъединитель будет находится в присоединении линии 110 кВ, ремонтной перемычке 110 кВ, вводе 110 кВ и трансформаторе напряжения.

Силовой выключатель 110 кВ конструктивно совмещен с трансформатором тока. Выполним необходимые расчеты для проверки.

Трансформаторы тока выбирают по следующим характеристикам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.сети}}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{НОМ.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж.расч}}$$

$$I_{\text{утяж.расч}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}; I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж.расч}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1,8 = 4,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \tag{7.8}$$

Тепловой импульс был ранее посчитан:

$$B_{\text{к}} = 4,11 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

По вторичной нагрузке:

$$Z_{\text{ном2}} \geq Z_2$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{\text{ном2}}$  - предельно допустимая величина нагрузки, которую может выдержать трансформатор тока, соответствующая установленному классу точности.

В цепях, проводящих электрический ток, индуктивное сопротивление, как правило, незначительно, что обусловлено их конструктивными особенностями и физическими принципами работы. Следовательно, влияние индуктивности на общие характеристики цепи в большинстве случаев минимально:

$$Z_2 \approx R_2.$$

Сопротивление вторичной цепи трансформатора тока формируется из суммы сопротивлений измерительных устройств, соединительных проводников и контактных соединений:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (7.9)$$

Первоначальным шагом при выборе трансформаторов тока является определение числа и разновидности измерительных устройств, интегрированных во вторичную цепь трансформатора тока. Также, необходимо установить величину нагрузки, потребляемой этими устройствами. Дополнительно, требуется информация о протяженности соединительных проводов, используемых в данной цепи. Для

медных проводников минимально допустимое поперечное сечение составляет 2,5 мм<sup>2</sup>, в то время как для алюминиевых проводников этот показатель возрастает до 4 мм<sup>2</sup>. Верхний предел сечения для медных проводов ограничен значением в 6 мм<sup>2</sup>, а для алюминиевых – 10 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление приборов определим по формуле:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{\text{втор}}^2}; \quad (7.10)$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_{\text{втор}}^2$  - Номинальный вторичный ток измерительного трансформатора, составляющий 5 ампер, данный трансформатор не имеет версии с вторичным током на 1 ампер.

Таблица 7.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка приборов по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП 8506/120	0,5	-	
Варметр	ЦП 8506/120	0,5	-	
Счетчик комплексный	СЕ 304	0,3	0,3	
Сумма		1,8	0,8	

Рассчитаем сопротивление приборов:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом.}$$

Для установления значений протяженности соединительных проводов, применим требования, изложенные в ПУЭ [8]. Численные величины указанных длин приведены в таблице, обозначенной номером 7.5.

Таблица 7.5 – Длины соединительных проводов

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
1	2
110	75-100
35	60-70
6	6-10

С учетом рекомендаций в [8], для обеспечения надежного соединения электрических устройств целесообразно применять кабель марки ВВГНГ. При этом, площадь поперечного сечения медных проводников должна быть не менее  $2,5 \text{ мм}^2$ . Удельное сопротивление электрическому току меди, используемой в конструкции данного кабеля, характеризуется значением  $0,0175 \text{ (Ом} \times \text{мм}^2\text{)/м}$ .

Воспользуемся формулой расчета сопротивления проводников:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (7.11)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{2,5} = 0,56 \text{ Ом.}$$

Считаем, что значение сопротивления контактов составляет  $R_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

$$R_2 = 0,072 + 0,56 + 0,1 = 0,732 \text{ Ом.}$$

Таблица 7.6 – Проверка трансформаторов тока 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,11 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
$Z_{\text{ном2}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,732 \text{ Ом}$	$Z_{\text{ном2}} \geq Z_2$

Встроенный трансформатор тока модели ТВГ-110-0,5-200/5 на стороне высокого напряжения 110 кВ имеет класс точности 0,5.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим характеристикам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.сети}}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{НОМ.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НОМ}} = U_{\text{НОМ.сети}} \cdot$$

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

где  $S_{2\Sigma}$  - номинальная величина мощности, соответствующая установленному классу точности;

$S_{\text{НОМ}}$  - суммарная величина нагрузки, создаваемая всеми измерительными устройствами, которые подключены к трансформатору напряжения, ВА.

Вычисление предполагаемой нагрузки на вторичной цепи обязательно как для трансформаторов тока, так и для трансформаторов напряжения. Сведения о вторичной нагрузке трансформатора напряжения представлены в таблице 7.6. Количество приборов удвоено на случай, если один из ТН выйдет из строя, то второй ТН будет питать приборы, вышедшего из строя ТН.

Таблица 7.7 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность ВА
1	2	3	4
Вольтметр	СВ3021	2	10
Варметр	ЦП 8506/120	2	1.8
Ваттметр	ЦП 8506/120	2	1.8
Счетчик комплексный	СЕ 304	2	3,6
Сумма		8	17,2

Таблица 7.8 – Проверка трансформатора напряжения 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия проверки
1	2	3	4
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	250ВА	17,2 ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Устанавливаем трансформатор напряжения модели НАМИ-110 УХЛ1 на стороне высокого напряжения 110 кВ. Класс точности 0,5.

ОПН выбирают по следующим характеристикам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}}.$$

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{н.с.}}; \quad (7.12)$$

где  $U_{\text{н.р.с.}}$  - наибольшее рабочее напряжение сети;

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

$$126 \geq 115,5 \text{ кВ.}$$

Определение энергии, поглощаемой ОПН:

$$W = 2 \cdot U_{\text{зк}} (U_{\text{п}} - U_{\text{зк}}) \cdot \frac{T_{\text{в}}}{Z}; \quad (7.13)$$

где  $U_{зк}$  - защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе;

$U_{п}$  - амплитуда перенапряжения;

$Z$  - волновое сопротивление линии;

$T_{в}$  - время распространения волны вдоль линии, равное длине линии, деленной на скорость распространения волны.

Защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе:

$$U_{зк} = 1,5 \cdot U_{п}; \quad (7.14)$$

$$U_{зк} = 1,5 \cdot 110 = 165 \text{ кВ.}$$

Амплитуда перенапряжения:

$$U_{п} = 2,26 \cdot U_{и}; \quad (7.15)$$

$$U_{п} = 2,26 \cdot 110 = 248,6 \text{ кВ.}$$

$$W = 2 \cdot 165(248,6 - 165) \cdot \frac{0,25}{428,14} = 16,11 \text{ кДж.}$$

Определение энергии, поглощаемой ОПН, молния:

$$W = \left( 2 \cdot U_{и} - N \cdot U_{зг} \left( 1 + \ln \frac{2 \cdot U_{и}}{U_{зг}} \right) \right) \cdot \frac{U_{зг} \cdot T_{г}}{Z}; \quad (7.16)$$

где  $U_{и}$  - напряжение перекрытия линейной изоляции при отрицательной полярности;

$U_{зг}$  - уровень защиты ОПН при грозовом импульсе;

$Z$  - волновое сопротивление линии;

$N$  - число линий, подключенных к ОПН;

$T_r$  - эквивалентная продолжительность тока грозового разряда, включая первый и последующие удары. Стандартное значение  $3 \cdot 10^{-4}$  с.

$$W = \left( 2 \cdot 115,5 - 1 \cdot 568,9 \cdot \left( 1 + \ln \frac{2 \cdot 115,5}{568,9} \right) \right) \cdot \frac{568,9 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{428,14} = 0,07 \text{ кДж.}$$

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$w_{\text{уд}} = \frac{\Sigma W}{U_{\text{нр}}}; \quad (7.17)$$

$$w_{\text{уд}} = \frac{16,11 + 0,07}{115,5} = 0,14 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{п0}} \quad (7.18)$$

Выбранный ОПН характеризуется током взрывобезопасности, равным  $I_{\text{в.б}} = 40$  кА.

$$40 \geq 1,2 \cdot 1,62 = 1,94 \text{ кА.}$$

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{\text{н.п.}} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р.}; \quad (7.19)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 73,03 = 102,62 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (7.20)$$

$$\frac{102,62}{82} = 1,25.$$

Время выдержки ОПН при перенапряжении составляет  $t_{опн} = 1200 \text{ с.}$

Среднее значение продолжительности одностороннего отключения при однофазном коротком замыкании равно  $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{опн} > t;$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Проводится оценка защитного уровня ОПН в условиях грозových перенапряжений.

Для ограничителей перенапряжения, применяемых в сетях напряжением 110 кВ, остаточные перенапряжения, возникающие при воздействии грозового импульса амплитудой 10 кА, не должны превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН  $U_{ост.ном} = 238 \text{ кВ.}$

$$U_{ост.ном} < U_{ост.гр};$$

$$238 < 295 \text{ кВ.}$$

Расчет защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2}; \quad (7.21)$$

где  $K_{\text{И}}$  - коэффициент импульса, равный 1,35, используется для учёта эффекта упрочнения изоляции трансформаторов и электрических машин при воздействии кратковременных импульсных перенапряжений по сравнению с испытательным воздействием продолжительностью в одну минуту;

$U_{\text{исп}}$  - 50% испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе;

$K_{\text{К}}$  - коэффициент кумулятивности, равный 0,9, используется для учёта кумулятивного эффекта многократных перенапряжений и потенциального старения изоляции в трансформаторах и электрических машинах.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286 \text{ кВ.}$$

Выбранный ОПН характеризуется  $U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к.}};$$

$$201 < 286 \text{ кВ.}$$

При определении требуемых характеристик ОПН, предназначенных для эксплуатации на подстанциях, находящихся в областях с незначительным уровнем загрязнения окружающей среды, следует учитывать минимально допустимую длину пути утечки внешней изоляции.  $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН  $l_{\text{утеч}} = 315 \text{ см.}$

Таблица 7.9 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{В.Б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{п0}} = 1,94 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{п0}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 238 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 286 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Устанавливаем ОПН-110 УХЛ1.

## 7.2 Распределительное устройство 35 кВ

В данном подразделе выбирается оборудование на РУ 35 кВ, порядок выбора аналогичен выбору оборудованию 110 кВ. Результаты выбора оборудования сведены в таблицах ниже.

Таблица 7.10 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} = 578 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 2,23 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 2,23 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,8 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$i_{\text{а.ном}} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 3,15 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Для дальнейшей эксплуатации выбирается элегазовый выключатель баковый типа ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1 со встроенным трансформатором тока и электроприводом.

Таблица 7.11 – Проверка разъединителей 35 кВ

Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$		$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$I_{\text{утяж.расч}}, \text{А}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	1250	63	1875	РГ-СВЭЛ-35/1250 УХЛ1	35	578	5,8	21,44

Для дальнейшей эксплуатации выбирается разъединители горизонтально-поворотные типа РГ-СВЭЛ-35/1250 УХЛ1 с электроприводом. Данный разъединитель будет находится в присоединении четырех линий 35 кВ, секционном выключателе 35 кВ, вводе 35 кВ и трансформаторе напряжения.

В таблице 7.12 проверяются главные и заземляющие ножи 35 кВ по тепловому импульсу.

Таблица 7.12 – Проверка главных и заземляющих ножей 35 кВ

Паспортные данные		Расчетные данные	
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$		$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2\text{с}$	
1		2	
Главные ножи			
1875		31,29	
Заземляющие ножи			
1875		10,43	

Таблица 7.13 – Проверка трансформаторов тока 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} = 578 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,8 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{\text{ном2}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,592 \text{ Ом}$	$Z_{\text{ном2}} \geq Z_2$

Встроенный трансформатор тока модели ТВГ-35-0,5-600/5 на стороне высокого напряжения 35 кВ имеет класс точности 0,5.

Таблица 7.14 – Проверка трансформатора напряжения 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия проверки
1	2	3	4
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0.5	150 ВА	15,8 ВА	$S_{22} \leq S_{\text{ном}}$

Устанавливаем трансформатор напряжения модели НАМИ-35 УХЛ1 на стороне высокого напряжения 35 кВ. Класс точности 0,5.

ОПН выбирают по следующим характеристикам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}} \cdot$$

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{н.с.}}; \tag{7.22}$$

где  $U_{\text{н.р.с.}}$  - наибольшее рабочее напряжение сети;

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

$$40,5 \geq 36,75 \text{ кВ.}$$

Определение энергии, выделяемой в ОПН:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot \left[ \left( K_{\text{п}} \cdot 0,82 \cdot U_{\text{нр}} \right)^2 - \left( 1,77 \cdot U_{\text{нд}} \right)^2 \right]; \tag{7.23}$$

где  $C$  – емкость кабеля;

$K_{\text{п}}$  - кратность перенапряжений.

$$W = 0,5 \cdot 0,175 \cdot \left[ \left( 1,25 \cdot 0,82 \cdot 35 \right)^2 - \left( 1,77 \cdot 40,5 \right)^2 \right] = 199 \text{ кДж.}$$

Определение энергии, поглощаемой ОПН, молния:

$$W = \left( 2 \cdot U_{и} - N \cdot U_{зг} \left( 1 + \ln \frac{2 \cdot U_{и}}{U_{зг}} \right) \right) \cdot \frac{U_{зг} \cdot T_{г}}{Z}; \quad (7.24)$$

где  $U_{и}$  - напряжение перекрытия линейной изоляции при отрицательной полярности;

$U_{зг}$  - уровень защиты ОПН при грозовом импульсе;

$Z$  - волновое сопротивление линии;

$N$  - число линий, подключенных к ОПН;

$T_{г}$  - эквивалентная продолжительность тока грозового разряда, включая первый и последующие удары. Стандартное значение  $3 \cdot 10^{-4}$  с.

$$W = \left( 2 \cdot 40,2 - 1 \cdot 568,9 \cdot \left( 1 + \ln \frac{2 \cdot 40,2}{568,9} \right) \right) \cdot \frac{568,9 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{428,14} = 0,25 \text{ кДж.}$$

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$w_{уд} = \frac{\Sigma W}{U_{нр}}; \quad (7.25)$$

$$w_{уд} = \frac{199 + 0,25}{35} = 5,7 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{В.Б} \geq 1,2 \cdot I_{п0} \quad (7.26)$$

Использованный ограничитель перенапряжения выделяется значением тока, при котором обеспечивается его взрывобезопасность  $I_{В.Б} = 20$  кА.

$$20 \geq 3,88 \text{ кА.}$$

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р.}; \quad (7.27)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 23,24 = 32,53 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (7.28)$$

$$\frac{32,53}{26} = 1,25.$$

Продолжительность воздействия перенапряжения на ОПН:  $t_{опн} = 1200 \text{ с.}$

Средняя длительность одностороннего прерывания электроснабжения, возникающего в результате однофазного КЗ, составляет  $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{опн} > t;$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Осуществляется анализ степени защиты, обеспечиваемой ограничителями перенапряжений, в ситуациях, связанных с грозовыми воздействиями.

Для устройств ограничения перенапряжений, используемых в электрических сетях с номинальным напряжением 35 кВ, величина остаточных

перенапряжений, возникающих при воздействии импульса тока удар молнии с амплитудой 10 кА, должна быть ограничена значением не более 176 кВ.

Для выбранного ОПН  $U_{\text{ост.ном}} = 133$  кВ.

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}} ;$$

$$133 < 176 \text{ кВ.}$$

Расчет защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2} ; \quad (7.29)$$

где  $K_{\text{И}}$  - коэффициент импульса, равный 1,35, используется для учёта эффекта упрочнения изоляции трансформаторов и электрических машин при воздействии кратковременных импульсных перенапряжений по сравнению с испытательным воздействием продолжительностью в одну минуту;

$U_{\text{исп}}$  - 50% испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе;

$K_{\text{К}}$  - коэффициент кумулятивности, равный 0,9, используется для учёта кумулятивного эффекта многократных перенапряжений и потенциального старения изоляции в трансформаторах и электрических машинах.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 109}{1,2} = 156 \text{ кВ.}$$

Выбранный ОПН характеризуется  $U_{\text{ост.к.ном}} = 133$  кВ.

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}} ;$$

$$133 < 156 \text{ кВ.}$$

При выборе ограничителей перенапряжения для подстанций, расположенных в районах с первой степенью загрязнения, необходимо обеспечить длину пути утечки внешней изоляции не менее  $l_{\text{утеч}} = 22$  см.

Для выбранного ОПН  $l_{\text{утеч}} = 30$  см.

Таблица 7.15 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных ОПН 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{уст}} = 35$ кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.}} = 40,5$ кА	$1,05 \cdot U_{\text{н.с.}} = 36,75$ кА	$U_{\text{н.р.}} \geq U_{\text{н.с.}}$
$I_{\text{В.Б}} = 20$ кА	$1,2 \cdot I_{\text{п0}} = 3,88$ кА	$I_{\text{В.Б}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{п0}}$
$t_{\text{опн}} = 1200$ с	$t = 4$ с	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 133,3$ кВ	$U_{\text{ост.гр}} = 176$ кВ	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$

Устанавливаем ОПН-35 УХЛ 1-О

### 7.3 Распределительное устройство 6 кВ

РУ 6 кВ выполнено в закрытом исполнении виде вытканых ячеек КРУ-СВЭЛ-6 кВ, в которых всё необходимое оборудование выбранном, остаётся проверить подходит ли оно по параметрам.

Таблица 7.16 – Проверка выключателей 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 6$ кВ	$U_{\text{уст}} = 6$ кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150$ А	$I_{\text{утяж.расч}} = 2970$ А	$I_{\text{утяж.расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отк}} = 31,5$ кА	$I_{\text{п0}} = 8,02$ кА	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977$ кА <sup>2</sup> с	$B_{\text{к}} = 163,70$ кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5$ кА	$I_{\text{п0}} = 8,02$ кА	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 81$ кА	$i_{\text{уд}} = 20,9$ кА	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
$i_{\text{а.ном}} = 17,81$ кА	$i_{\text{ат}} = 11,6$ кА	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

В ячейке КРУ встроен вакуумный выключатель ВВ-СВЭЛ-6.

Таблица 7.17 – Проверка трансформаторов тока 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} = 2970 \text{ А}$	$I_{\text{утяж.расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 20,9 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 163,70 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$z_{\text{ном2}} = 10 \text{ Ом}$	$z_2 = 0,76 \text{ Ом}$	$z_{\text{ном2}} \geq z_2$

В ячейке КРУ встроен трансформатор тока модели ТОЛ-6/0,5.

Таблица 7.18 – Проверка трансформатора напряжения 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия проверки
1	2	3	4
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	75 ВА	8,5 ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

В ячейке КРУ встроен трансформатор напряжения модели НАМИ-6. Класс точности 0,5.

Таблица 7.19 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных ОПН 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.}} = 10,5 \text{ кА}$	$1,05 \cdot U_{\text{н.с.}} = 6,3 \text{ кА}$	$U_{\text{н.р.}} \geq U_{\text{н.с.}}$
$I_{\text{В.Б}} = 20 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{п0}} = 9,6 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{п0}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 22,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 45 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$

Устанавливаем ОПН-6 УХЛ1.

#### 7.4 Организация связи ПС с системным оператором

По требованию Энергетической стратегии РФ 2035 г. системный оператор должен осуществлять автоматическое дистанционное управление объектами электрической сети 220 кВ и выше, а также и объектами генерации 20 МВт и выше в Единой энергетической системе России. Исходя из этой информации

следует организовать канал связи по средствам цифровых технологий [6].

По ВЛ 110 кВ Сковородино - Прииск, предусматривается волоконно-оптический канал, встроенный в грозотрос. Граница проектирования линейного объекта – оптический кросс на ПС 220/110/35/6 кВ Сковородино, на которой предусматривается запас ОКГТ, с запасом ВОК на барабане и муфта для смены типа кабеля ВОК для захода на территорию подстанции. По территории ПС 110/35/6 кВ Прииск ВОК-ОКСН 24 ОВ предполагается прокладка от концевой опоры до портала 110 кВ и далее до ОПУ в существующем кабельном лотке. По территории ПС 220/110/35/10 кВ Сковородино ВОК-ОКСН 24 ОВ предполагается прокладка от концевой опоры до портала 220 кВ и далее до ОПУ (помещения связи) в существующем кабельном лотке.

Каналы передачи данных ССПИ организуются с использованием протокола передачи данных МЭК 60870-5-104.

Можно организовать резервный спутниковый канал связи. Спутниковую антенну диаметром не менее 1,8 м расположить на территории ОРУ 110 кВ Прииск на специальной площадке, обеспечивающей доступ для обслуживания. направление на Юго-Восток. Спутниковый модем на ПС 110 кВ Прииск расположить в шкафу связи в ОПУ. Спутниковые каналы должны удовлетворять требованиям к времени передачи информации и коэффициенту готовности канала: Коэффициент готовности канала должен быть не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году. Величина односторонней задержки не должна превышать 400 мс., потеря пакетов для премиального класса обслуживания (к которому относится трафик телеметрической информации) не должна превышать 1%.

Размещение оборудования связи на ПС 110 кВ Прииск предполагается в двух телекоммуникационных шкафах (шкаф ЭПУ и шкаф связи) в помещении связи без окон, с кондиционированием и электрическим отоплением с соблюдением требований к серверным помещениям.

Оборудование, которое организует каналы связи с системным оператором

приведено в таблице 7.20.

Таблица 7.20 – Оборудование для каналов связи

Наименование	Ед. измерение	ПС Прииск
1	2	3
Телекоммуникационный шкаф 19” 800x800x47U, в сборе, двустороннего обслуживания, стеклянная дверь	Комплект	2
Сервисный маршрутизатор 24xEthernet 10/100/1000BASE-T; 2x10GBASE-R SFP+/1000BASE-X 1xConsole (RJ-45); 2xUSB 2.0	Комплект	2
Агрегирующий Ethernet-коммутатор, 20 портов 10/100/1000BaseT, 4 комбо порта 10/100/1000Base-T/1000Base-X(SFP), 4x 10GBase-X(SFP+), L2+L3, питание ~220В, без БП	Комплект	2
SFP модуль WDM, 1.25 G, одно одномодовое волокно, 80 км SM, 1 волокно, комплект TX/RX 1490/1550 LC, DDM	Штук	1
Комплект спутникового оборудования (оборудование входит в КП на оказание спутниковых услуг компании)	Комплект	1
Волоконно-оптический кабель ВОК-ОКСН	Метр	200
Узел крепления ОКСН к порталу 110 кВ со спуском в кабельный лоток	Штук	
Носимый спутниковый терминал	Штук	2

## 7.5 Выбор трансформатора собственных нужд

Определение мощности трансформаторов собственных нужд основано на расчете суммарной мощности всех электроприемников, подключенных к этим трансформаторам, согласно информации, приведенной в таблице 7.21.

Таблица 7.21 – Потребляемая мощность собственных нужд

Наименование	Нагрузка S, кВА
1	2
Обогрев выключателей	66
Отопление	54
Освещение	12
Аварийное освещение	0,8
Отопление ЗРУ	62
Освещение аккумуляторной	16
Распред. Пункт 0,4 кВ	25
Питание ЗВУ	12
Связь, телемеханика	2
Наружное освещение	2
Охлаждение силового трансформатора Т-1	4
Охлаждение силового трансформатора Т-2	4
Суммарная мощность потребителей	263,8

Мощность трансформатора определяется путем применения следующей расчетной формулы:

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{n_{\text{т}} \cdot k_3}, \quad (7.30)$$

где  $k_3$  - коэффициент загрузки, принимаем 0,7;

$n_{\text{т}}$  - число трансформаторов.

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{263,8}{2 \cdot 0,7} = 188,4 \text{ кВА.}$$

В качестве трансформатора собственных нужд выбран ТМГ-250/6 УХЛЗ производства компании СВЕЛ.

## 7.6 Выбор системы оперативного тока

Энергия для функционирования вспомогательных систем электростанций и подстанций обеспечивается оперативным током. Данные системы включают в себя электромагнитные приводы коммутационных устройств, аппаратуру для управления, автоматизированные системы, сигнализационные устройства, релейную защиту и измерительные приборы, а также оборудование телемеханики и другие компоненты.

Процесс проектирования системы оперативного тока включает в себя определение типа тока, расчет потребляемой мощности, выбор подходящих источников питания, разработку электрической схемы сети оперативного тока и определение оптимального режима функционирования.

Системы оперативного тока должны обладать высокой степенью надежности, особенно в условиях коротких замыканий и других аварийных ситуаций в силовых цепях.

На подстанциях применяются следующие типы систем оперативного тока:

1) система постоянного оперативного тока, где аккумуляторная батарея служит основным источником энергии для оперативных цепей;

2) система переменного оперативного тока, использующая измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд в качестве основных источников. Вспомогательными источниками являются предварительно заряженные конденсаторы, обеспечивающие импульсное питание;

3) система выпрямленного оперативного тока, в которой переменный ток преобразуется в постоянный при помощи блоков питания и силовых выпрямительных устройств. Для импульсного питания могут быть задействованы предварительно заряженные конденсаторы;

4) смешанная система оперативного тока, сочетающая в себе различные типы оперативного тока, например, постоянный и выпрямленный, или переменный и выпрямленный.

В системах оперативного тока выделяют:

- зависимое питание, при котором функционирование системы питания оперативных цепей зависит от режима работы конкретной электроустановки (подстанции);

- независимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей не связана с режимом работы данной электроустановки.

Для обеспечения работы РЗА и сигнализации, требующих постоянного тока 220 В, выбирается система оперативного постоянного тока. Аккумуляторные батареи подбираются с учетом двухчасового резервирования питания при отключении питания от собственных нужд подстанции.

Исходные данные для расчёта параметров и последующего выбора аккумуляторных батарей приведены в таблице 7.22.

Таблица 7.22 – Потребляемая мощность собственных нужд

Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	2	3
Панели РЗА, сигнализация	724	3,29

1	2	3
Аварийное освещение	1100	5
Питание приводов выключателей 110 кВ	1980	9
Питание приводов выключателей 35 кВ	8360	38
Питание приводов выключателей 6 кВ	962	4,4
Суммарная максимальная мощность	13126	59,69

Выбор емкости аккумуляторной батареи осуществляется с учетом значений тока нагрузки, ее характера (импульсная, постоянная и т.п.) и заданного времени автономной работы.

Далее необходимо определить установившийся ток в аварийном режиме:

$$I_{уст} = I_{дл} + I_{АО}, \quad (7.31)$$

где  $I_{дл}$  - ток постоянной нагрузки РЗА (3,29 А);

$I_{АО}$  - ток нагрузки аварийного освещения (5 А).

$$I_{уст} = 3,29 + 5 = 8,29 \text{ А.}$$

Расчет требуемой емкости аккумуляторной батареи должен быть выполнен с использованием разрядных характеристик, учитывающих влияние пускового тока в конечной фазе аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_K}; \quad (7.32)$$

где 0,8 - коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

$T_K$  - температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально

возможной температуры в помещении, для  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$   $T_K$  соответствует 0,94.

$$I_{\text{уст1}} = \frac{8,29}{0,8 \cdot 0,94} = 11,1 \text{ А.}$$

$$t_1 = \frac{I_{\text{уст1}} \cdot t_{\text{авар}}}{I_{\text{пр}} \cdot I_{\text{уст}}}; \quad (7.33)$$

где  $t_{\text{авар}}$  - нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин;

$I_{\text{пр}}$  - ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции.

$$t_1 = \frac{11,1 \cdot 120}{51,4 \cdot 8,29} = 22,3 \text{ мин.}$$

Аккумуляторная батарея типа СК-3 (номинальная ёмкость 300 А·ч), состоящая из 104 элементов, обеспечивает требуемое время резервирования 22,3 минуты при разряде током 51,4 А до конечного напряжения 1,8 В/элемент.

На случай непредвиденной ситуации устанавливается устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

## 8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС ПРИИСК

Проектирование системы заземления выполняется в полном соответствии с требованиями ПУЭ, где особое внимание уделяется созданию единой системы заземления для всей подстанции, включая различные распределительные устройства, чтобы достичь допустимого сопротивления. Согласно нормативным документам, для электроустановок напряжением свыше 110 кВ необходимо обеспечить сопротивление заземляющего устройства не более 0,5 Ом, что является критически важным параметром для безопасной эксплуатации электрооборудования. При этом контур заземления должен быть вынесен за пределы оборудования на расстояние не менее 1,5 метра, что позволяет минимизировать риск поражения персонала электрическим током при эксплуатации и обслуживании подстанции. Данные требования обусловлены необходимостью обеспечения надежной защиты как оборудования, так и обслуживающего персонала от опасных потенциалов, возникающих в аварийных режимах работы электроустановки.

В электроустановках, функционирующих под высоким напряжением, выделяют три ключевых типа заземления [9]:

1. функциональное заземление: используется для обеспечения заземления нейтральных точек силовых агрегатов, таких как трансформаторы, генераторы, измерительные и испытательные трансформаторы, а также дугогасящие реакторы;

2. защитное заземление: создано для обеспечения безопасности персонала от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции оборудования;

3. заземление для молниезащиты: служит для отвода токов молнии в землю от устройств защиты от импульсных перенапряжений (ОПН), разрядников и других конструкций, подверженных воздействию атмосферных разрядов.

Все вышеуказанные типы заземления реализуются посредством общей системы заземления, состоящей из следующих компонентов [9]:

- заземлители: металлические электроды, находящиеся в непосредственном контакте с грунтом;

- заземляющие проводники: проводники, обеспечивающие электрическое соединение между заземляемым оборудованием и заземлителями.

На территории подстанции сооружается контур заземления реализован с использованием оцинкованной стальной полосы, проложенной на глубине 0,7 метра. Вертикальные элементы заземления представлены стальными прутками круглого сечения диаметром 20 мм и протяженностью 5 метров.

Рассчитаем контур сетки заземлителя в соответствии с рисунком 8.1, необходимая площадь для заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (8.1)$$

$$S = (45,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (75 + 2 \cdot 1,5) = 3806 \text{ м}^2.$$

В качестве значения диаметра электродов принимается следующее:  $d = 0,025$  (м).

Необходимо оценить выбранное поперечное сечение на соответствие критериям механической прочности, используя следующее выражение:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2; \quad (8.2)$$

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 12,5^2 = 490 \text{ мм}^2.$$

Анализ способности сечения выдерживать термические нагрузки осуществляется посредством следующего выражения:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (8.3)$$

где  $I_m$  - ток КЗ при стекании импульсного тока молнии;

$T$  - время работы защиты в секундах;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости электрода, равный 21.

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{30^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 245 \text{ мм}^2.$$

Оценка устойчивости сечения к коррозионному воздействию осуществляется посредством следующего уравнения:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (8.4)$$

где  $S_{CP}$  - глубина коррозии.

Глубина коррозии определяется в соответствии с [10]:

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0; \quad (8.5)$$

где  $\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$  - коэффициенты, зависящие от грунта;

$T$  - время использование заземлителя, равное 240 мес.

$$S_{CP} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,0030 \cdot \ln^2 240 - 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,0440 = 0,311 \text{ мм}^2.$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (0,784 + 25) = 64 \text{ мм}^2.$$

Требуемая площадь сечения электродов определяется, исходя из установленных требований:

$$F_{М.П} \geq F_{min} \geq F_{кор} + F_{т.с}; \quad (8.6)$$

$$F_{кор} + F_{т.с} = 562 \text{ мм}^2.$$

490  $\geq$  310 условие выполняется, диаметр электрода оставляем.

Устанавливаем интервал между линиями сетки в значение 5 метров.

Для определения суммарной протяженности горизонтальных линий, образующих сетку, используем формулу:

$$L_r = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}; \quad (8.7)$$

$$L_r = \frac{2 \cdot 3806}{5} = 1522 \text{ м.}$$

Для определения требуемого числа горизонтальных полос, располагающихся вдоль определенной длины, используется расчет, основанный на следующей формуле:

$$n_{га} = \frac{A + 3}{l_{п-п}}; \quad (8.8)$$

$$n_{га} = \frac{45,8 + 3}{5} = 10.$$

Для определения требуемого числа горизонтальных полос, располагающихся вдоль определенной ширины, используется расчет, основанный на следующей формуле:

$$n_{гв} = \frac{B + 3}{l_{п-п}}; \quad (8.9)$$

$$n_{гв} = \frac{75 + 3}{5} = 16.$$

Для определения совокупного числа горизонтальных линий, расположенных с обеих сторон, следует воспользоваться следующей формулой:

$$n_r = n_{га} + n_{гв} \quad (8.10)$$

$$n_r = 10 + 16 = 26$$

Определяется необходимое количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (8.12)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3806}}{5} = 50.$$

Определим величину импульсного сопротивления заземляющего устройства подстанции, принимая во внимание двухслойную структуру почвы.

Вычисляем величину эквивалентного сопротивления для начального слоя:

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h h_i \cdot \rho_i}; \quad (8.13)$$

где  $h_{1Э} = l_B + h_3$  - граница разделения слоев двухслойной модели;

$h_3$  - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м).

$$\rho_{1Э} = \frac{5 + 0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{2700}} = 330,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Расчетная глубина определяет толщину второго слоя, который входит в состав эквивалентной двухслойной модели:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B; \quad (8.14)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя:

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{\text{РАСЧ}} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}; \quad (8.15)$$

$$\rho_{2Э} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{2700}} = 75,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Данная формула применяется в ситуациях, когда наблюдается возрастание величины удельного сопротивления с увеличением глубины:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B}; \quad (8.16)$$

$$\frac{5,7 - 0,7}{5} = 1.$$

Чтобы установить величину удельного сопротивления, эквивалентного двухслойной грунтовой среде, требуется произвести расчёты:

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}}; \quad (8.17)$$

$$\frac{330,1}{75,4} = 4,38$$

На основе результатов вычисления указанных соотношений, мы приходим к заключению:

$$\frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_{2Э}} = 3;$$

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 226,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Вычислим установившееся значение сопротивления единичного вертикального электрода (Ом):

$$R_{\text{ЭВ}} = \left( \frac{\rho_3}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \right) \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right); \quad (8.18)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \left( \frac{226,3}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \right) \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,025 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)} \right) = 46,8 \text{ Ом}.$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_3}{2 \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot l_{\Gamma}}{\sqrt{b \cdot h_3}} \right); \quad (8.19)$$

где  $b = 2 \cdot d$  - ширина полосы полосового заземлителя.

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{226,3}{2 \cdot 45,8} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 45,8}{\sqrt{2 \cdot 0,025 \cdot 0,7}} \right) = 17 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление стационарного заземлителя (Ом):

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭВ}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{ЭГ}})}; \quad (8.2)$$

где  $\eta$  - коэффициент Фактор эксплуатации комплексного заземляющего устройства, принимающий во внимание снижение эффективности распределения тока молнии, обусловленное эффектом взаимного экранирования элементов систем (0,75).

$$R_{CT} = \frac{46,8 \cdot 17}{0,75 \cdot (50 \cdot 46,8 + 26 \cdot 17)} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{И} = \alpha_{и} \cdot R_{ЭВ}; \quad (8.21)$$

где  $\alpha_{и}$  - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Заземлитель сложной конфигурации, включающее в себя  $n$  идентичных компонентов:

$$R_{И} = \frac{R_0}{\eta \cdot n}; \quad (8.22)$$

где  $R_0$  - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального).

$$R_{ИВ} = \frac{36,8 \cdot 1}{50 \cdot 0,75} = 1 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\Phi} \cdot R_{ЭГ}}; \quad (8.23)$$

где  $\tau_{\Phi}$  - длительность фронта тока молнии ( $\tau_{\Phi} = 2$  мкс);

$L_0$  - индуктивность заземлителя на единицу длины:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right); \quad (8.24)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{45,8}{0,125} - 0,31 \right) = 1,12 \text{ мкГн/м.}$$

$$\alpha_{\text{и}} = 1 + \frac{1,12 \cdot 45,8}{3 \cdot 2 \cdot 17} = 1,5;$$

$$R_{\text{ИГ}} = \frac{17 \cdot 2}{26 \cdot 0,75} = 1,7 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление контура заземления (Ом):

$$R_{\text{И}} = \frac{R_{\text{ИВ}} \cdot R_{\text{ИГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{в}} \cdot R_{\text{ИГ}} + n_{\text{г}} \cdot R_{\text{ИВ}})}; \quad (8.25)$$

$$R_{\text{СТ}} = \frac{1 \cdot 1,7}{0,75 \cdot (50 \cdot 1,7 + 26 \cdot 1)} = 0,02 \text{ Ом.}$$

$$0,02 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Конфигурация заземляющего устройства соответствует установленным требованиям.

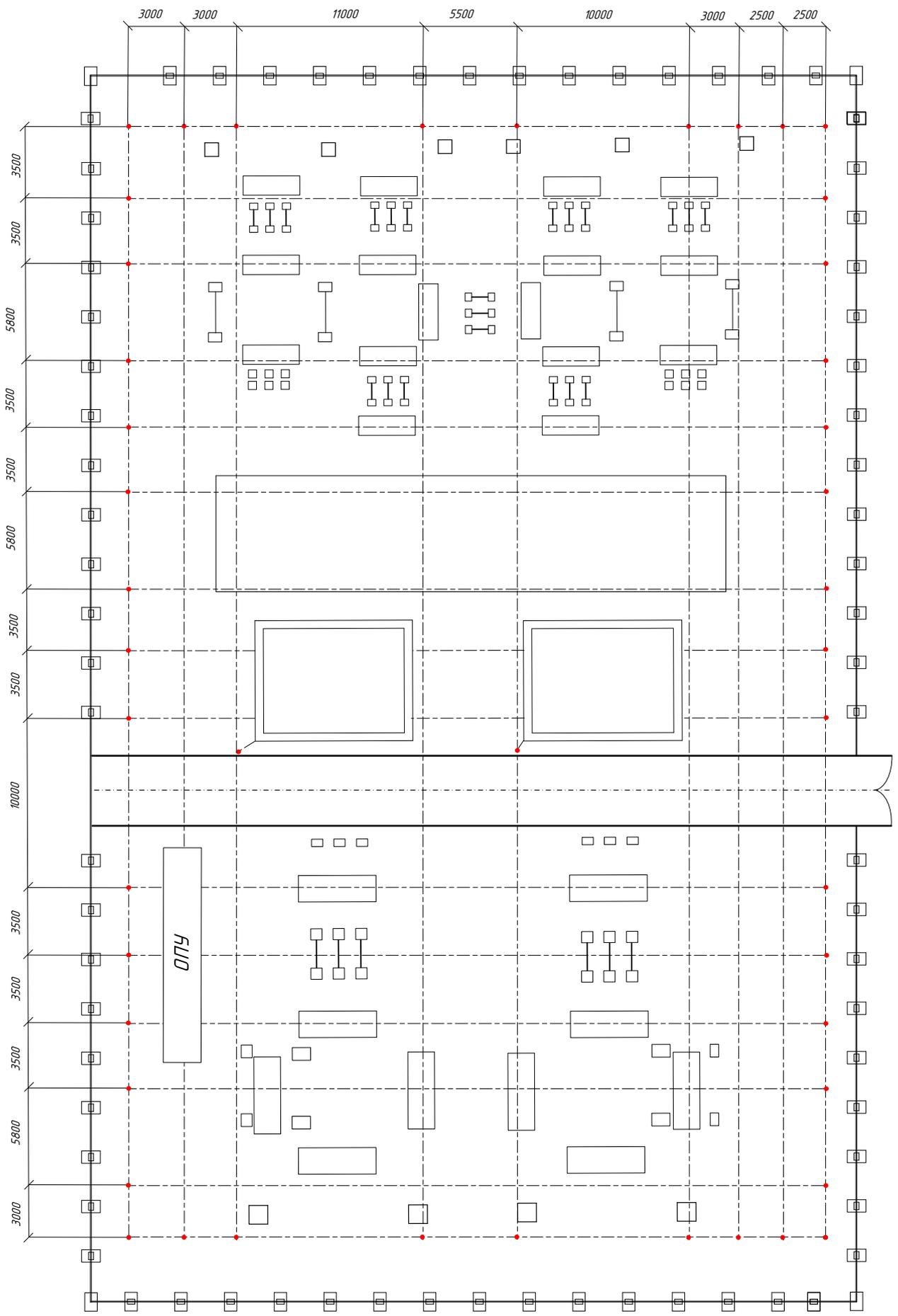


Рисунок 8.1 – Сетка заземления

## 9 ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ПРИИСК

В соответствии с требованиями нормативных документов, защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется путём установки молниеотводов на порталах и в виде отдельно стоящих конструкций. Для защиты оборудования ПС от импульсных перенапряжений, вызванных молнией, применяются нелинейные ОПН. Данный раздел посвящён расчёту зоны защиты стержневых молниеотводов, высота которых не превышает 150 метров [6]. Молниеотводы устанавливаются на линейных порталах.

Высоту молниеотводов принимаем:

$$h = 25 \text{ м.}$$

Таблица 9.1 – Расстановка молниеотводов

Пара молниеотводов	Расстояние между молниеотводами, м
1	2
M1-M2, $L_{12}$	66
M2-M3, $L_{23}$	33
M3-M4, $L_{34}$	66
M4-M1, $L_{41}$	25

Расстановка молниеотводов показана на рисунке 9.1. Многократный молниеотвод рассматривается при расчёте параметров зон молниезащиты попарно.

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_i ; \quad (9.1)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i ; \quad (9.2)$$

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:  $h_x = 11 \text{ м.}$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right); \quad (9.3)$$

$$r_{xi} = 26,3 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,3} \right) = 12,7 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx12'} = h_{\phi 1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (9.4)$$

$$h_{cx12'} = 21,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (66 - 25) = 14 \text{ м.}$$

$$h_{cx12''} = h_{\phi 2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (9.5)$$

$$h_{cx12''} = 21,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (66 - 25) = 14 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2}; \quad (9.6)$$

$$h_{cx12} = \frac{14 + 14}{2} = 14 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{0i} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (9.7)$$

$$r_{cx12'} = 26,3 \cdot \frac{14-11}{14} = 5,6 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (9.8)$$

$$r_{cx12''} = 26,3 \cdot \frac{14-11}{14} = 5,6 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (9.9)$$

$$r_{cx12} = \frac{5,6 + 5,6}{2} = 5,6 \text{ м.}$$

Аналогично рассчитаем для других пар молниеотводов, результат сведен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Показатели зон молниезащиты

Пара молниеотводов	L, м	h, м	h <sub>эф</sub> , м	h <sub>СХ</sub> , м	r <sub>0</sub> , м	r <sub>X</sub> , м	r <sub>СХ</sub> , м
1	2	3	4	5	6	7	8
М1-М2	66	25	21,3	14	26,3	12,7	5,6
М2-М3	33	25	21,3	19,9	26,3	12,7	11,8
М3-М4	66	25	21,3	14	26,3	12,7	5,6
М4-М1	25	25	21,3	21,3	26,3	12,7	12,7

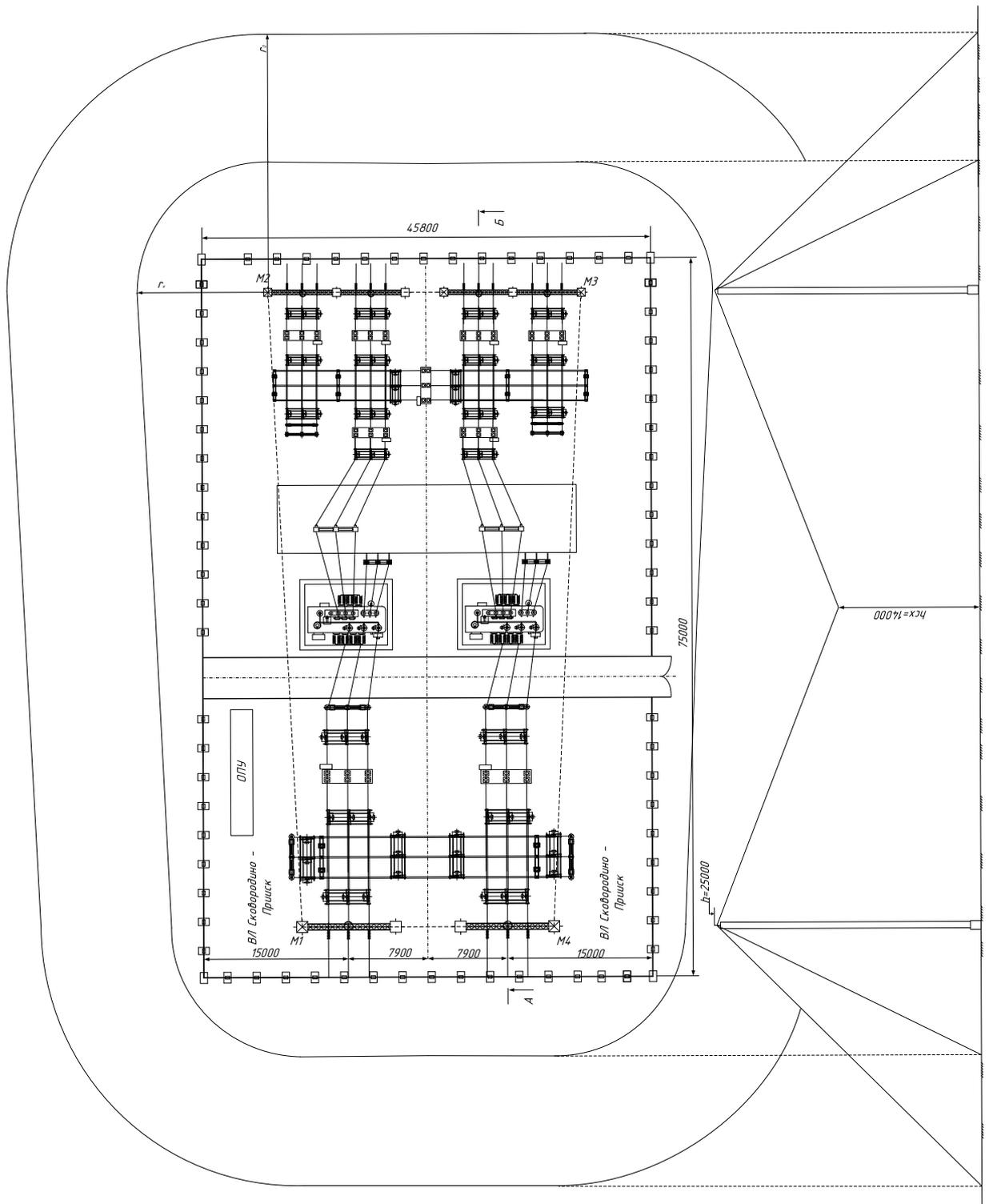


Рисунок 9.1 – Расстановка молниеотводов

### 10.1 Капитальные вложения в реализацию проекта ПС Прииск и демонтаж старого оборудования

Инвестиции в основной капитал при строительстве подстанций включают в себя расходы на подготовку участка, приобретение трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого электрооборудования, а также затраты на строительные-монтажные работы и компенсирующие устройства.

Оценка капитальных вложений производится на основе агрегированных показателей стоимости компонентов подстанции. При этом акцент делается на наиболее дорогостоящем оборудовании, таком как силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели (или комплектные распределительные устройства) и устройства компенсации реактивной мощности. Данный подход позволяет получить общее представление об объеме необходимых инвестиций на ранних этапах планирования проекта [2].

Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.1, методика расчета взята из [3].

Для реализации проекта ПС Прииск капитальные вложения равны:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{РУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{П}} + K_{\text{ОТЗ}}) \cdot K_{\text{Р}} \cdot K_{\text{инф}} ; \quad (10.1)$$

где  $K_{\text{РУ}}$  - суммарная стоимость РУ проектируемой ПС;

$K_{\text{ТР}}$  - суммарная стоимость трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{\text{Р}}$  - районный коэффициент;

$K_{\text{инф}}$  - индекс изменения сметной стоимости, 13,63 [14];

$K_{\text{КУ}}$  - суммарная стоимость компенсирующих устройств;

$K_{\text{ОТЗ}}$  - стоимость отвода земли;

$K_{II}$  - постоянная часть капитальных затрат.

Рассчитаем стоимость РУ ПС Прииск:

$$K_{РУ\Sigma} = (N_{ВКЛ110} \cdot K_{РУВН} + N_{ВКЛ35} \cdot K_{РУСН} + N_{ВКЛ6} \cdot K_{РУНН}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (10.2)$$

$$K_{РУ\Sigma} = (2 \cdot 7000 + 7 \cdot 2000 + 9 \cdot 120) \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 554905 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем стоимость трансформаторов ПС Прииск:

$$K_{ТР\Sigma} = N_{ТР} \cdot K_{ТР} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (10.3)$$

$$K_{ТР\Sigma} = 2 \cdot 8200 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 312945 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем стоимость компенсирующих устройств ПС Прииск:

$$K_{КУ} = N_{КУ} \cdot K_{КУ} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (10.4)$$

$$K_{КУ} = 2 \cdot 3500 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 133574 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем постоянную часть затрат ПС Прииск:

$$K_{II} = K_{ПОСТ} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (10.5)$$

$$K_{II} = 11000 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 209902 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем затраты на отвод земли:

$$K_{ОТЗ} = S_{ОТЗ} \cdot Ц_{ОТЗ} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (10.6)$$

$$K_{ОТЗ} = 6310 \cdot 3,5 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 421426 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем капиталовложения в подстанцию:

$$K_{\text{ПС}} = 554905 + 312945 + 133574 + 209902 + 421426 = 1824000 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж старого оборудования:

$$K_{\text{Д}} = (D_{\text{РУ\Sigma}} + D_{\text{ТР\Sigma}} + D_{\text{МК}}) \cdot K_{\text{Р}} \cdot K_{\text{инф}}; \quad (10.7)$$

где  $D_{\text{РУ\Sigma}}$  - суммарная стоимость демонтажа РУ;

$D_{\text{ТР\Sigma}}$  - суммарная стоимость демонтажа трансформаторов;

$D_{\text{МК}}$  - суммарная стоимость демонтажа металлических конструкций под оборудование.

Рассчитаем стоимость демонтажа РУ:

$$D_{\text{РУ\Sigma}} = N_{\text{ВКЛ}} \cdot D_{\text{РУ}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (10.8)$$

$$D_{\text{РУ\Sigma}} = 5 \cdot 1,4 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 134 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем стоимость демонтажа трансформаторов:

$$D_{\text{ТР\Sigma}} = N_{\text{ТР}} \cdot D_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (10.9)$$

$$D_{\text{ТР\Sigma}} = 2 \cdot 9,4 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 359 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем стоимость демонтажа металлических конструкций под оборудование:

$$D_{\text{МК}} = D_{\text{МКПО}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (10.10)$$

$$D_{MK} = 1,1 \cdot 13,63 \cdot 1,4 = 21 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем демонтаж старого оборудования на подстанции:

$$K_D = 134 + 359 + 21 = 514 \text{ тыс. руб.}$$

## 10.2 Эксплуатационные ежегодные издержки

Значимым критерием оценки эффективности энергетических систем выступают годовые операционные расходы, требуемые для их поддержания в работоспособном состоянии на протяжении календарного года.

Величина данных расходов рассчитывается по установленной методике:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}; \quad (10.11)$$

где  $I_{P.O.}$  - издержки на ремонт и эксплуатацию линий и подстанций;

$I_A$  - ежегодные издержки на амортизацию ПС;

$I_{\Delta W}$  - стоимость потерь электроэнергии в сети.

Ежегодные издержки на эксплуатацию и ремонт ПС вычисляются по формуле:

$$I_{P.O.} = \alpha_{P.O.L} \cdot K_{ПС}; \quad (10.12)$$

где  $\alpha_{P.O.L}$  - норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций [3].

$$I_{P.O.} = 0,059 \cdot 1824000 = 107600 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию ПС определяются как:

$$I_A = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.ПС}}; \quad (10.13)$$

где  $T_{\text{сл.пс}}$  - срок службы подстанции, 25 лет [3].

$$I_A = \frac{1824000}{25} = 72940 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость годовых потерь определяется как:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (10.14)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  - удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях, руб./МВт · ч.

В настоящее время стоимость единичных потерь электрической энергии устанавливается региональным органом, ответственным за регулирование тарифов в энергетической сфере.

Определение величины потерь электроэнергии осуществляется посредством следующего математического выражения:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ПС}} + \Delta W_{\text{КУ}}; \quad (10.15)$$

где  $\Delta W_{\text{ПС}}$  - потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{КУ}}$  - потери электроэнергии в КУ.

Расчет потерь электроэнергии, возникающих в силовых трансформаторах, осуществляется посредством определенной формулы:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\Gamma}; \quad (10.16)$$

где  $\Delta P_{\text{ХХ}}$  - активные потери мощности в режиме холостого хода

трансформатора;

$T_{\Gamma}$  - количество часов в году (8760), ч.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 21 \cdot 8760 = 183960 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для определения потерь мощности в КУ применяется следующая формула:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta W_{\text{КУ}} \cdot Q_{\text{КУ}} \cdot T_{\Gamma}; \quad (10.17)$$

где  $\Delta W_{\text{КУ}}$  - удельные потери активной мощности в КУ (кВар);

$$\Delta W_{\text{КУ}} = 3,2 \cdot 900 \cdot 8760 = 25229 \text{ кВар}\cdot\text{ч.}$$

$$\Delta W = 183960 + 25229 = 209189 \text{ кВар}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость издержек потерь:

$$И = 72940 + 48270 + 1022 = 120490 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты вычисляются:

$$З = (K_{\text{ПС}} + K_{\text{Д}}) \cdot E + И_{\Sigma}; \quad (10.18)$$

где  $K_{\text{ПС}}$  - суммарные капитальные вложения на сооружение ПС, тыс. руб.;

$K_{\text{Д}}$  - суммарная стоимость демонтажа старого оборудования на ПС, тыс. руб.;

$E$  - норматив дисконтирования, равное 0,1;

$И_{\Sigma}$  - суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.

$$З = (1824000 + 514) \cdot 0,1 + 120490 = 303223 \text{ тыс. руб.}$$

### 10.3 Оценка экономической эффективности

Для анализа целесообразности предложенного проекта по разработке подстанции 110 кВ проведем оценку ключевых критериев инвестиционной привлекательности. Эти критерии будут представлены в виде чистого дисконтированного дохода, отражающего ожидаемую прибыль от реализации проекта к завершению расчетного периода, принимая во внимание изменение стоимости денег во времени.

Кроме того, в соответствии с упомянутой методикой, будет рассчитан дисконтированный период возврата инвестиций, который позволит установить, через какой промежуток времени проект достигнет точки безубыточности и начнет генерировать прибыль для компании.

Дисконтированный доход рассчитывается следующей формулой:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д.}})^t}; \quad (10.19)$$

где  $\mathcal{E}_t$  - чистый поток платежей, вычисляется:

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{\text{д}}; \quad (10.20)$$

где  $K_t$  - полезный отпуск, тыс. МВт·ч.;

$I_t$  - суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб.;

$D_t$  - суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб.;

$K_{\text{д}}$  - затраты на демонтаж оборудования.

$E_{\text{н.д.}}$  - норма дисконта, принимаемая равной 10%.

$T_{\text{расч}}$  - расчетный период, принимаем равным 20 годам.

Доход определяется следующим образом:

$$D_{t\Sigma\text{max}} = P_{\Sigma\text{max}} \cdot C \cdot T_{\text{max}}; \quad (10.21)$$

где  $D_{t\Sigma_{\max}}$  - активная мощность нагрузки ПС, тыс. кВт.;

$C$  - одноставочный тариф на передачу электроэнергии, для Амурской области 5,59 тыс руб. МВт·ч. [13];

$P_{\Sigma_{\max}}$  - переданная активная мощность за максимальный период, МВт;

$T_{\max}$  - продолжительность периода, для данных расчетов принимаем равным  $T_{\max} = 5800$  ч.

$$D_t = 22 \cdot 5,59 \cdot 5800 = 713300 \text{ тыс. руб.}$$

Дисконтированный срок окупаемости определяется по формуле:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{OK}} \text{ П}} (O_{\text{pt}} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{OK}} \text{ П}} (\Pi_{\text{чt}} - I_{\text{AMt}}); \quad (10.21)$$

где  $t_c$  - срок завершения инвестиций;

$t_n$  - момент начала производства;

$I_{\text{AMt}}$  - амортизационные отчисления.

Сведем весь расчет ЧДД в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Вычисление величины чистого притока денежных средств

Год	$K_{\text{ПС}}$ , млн. руб.	$D_t$ , млн. руб.	$I_{\Sigma}$ , млн. руб.	$(1 + E_{\text{н.д.}})^t$
1	2	3	4	5
1	1824	713,3	303,223	0,91
2	1824	713,3	303,223	0,86
3	1824	713,3	303,223	0,82
4	1824	713,3	303,223	0,78
5	0	713,3	303,223	0,75
6	0	713,3	303,223	0,71
7	0	713,3	303,223	0,68
8	0	713,3	303,223	0,65
9	0	713,3	303,223	0,61

продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4	5
10	0	713,3	303,223	0,59
11	0	713,3	303,223	0,56
12	0	713,3	303,223	0,53
13	0	713,3	303,223	0,51
14	0	713,3	303,223	0,48
15	0	713,3	303,223	0,46
16	0	713,3	303,223	0,44
17	0	713,3	303,223	0,42
18	0	713,3	303,223	0,40
19	0	713,3	303,223	0,38
20	0	713,3	303,223	0,36

Представим график 10.1 для большей наглядности.

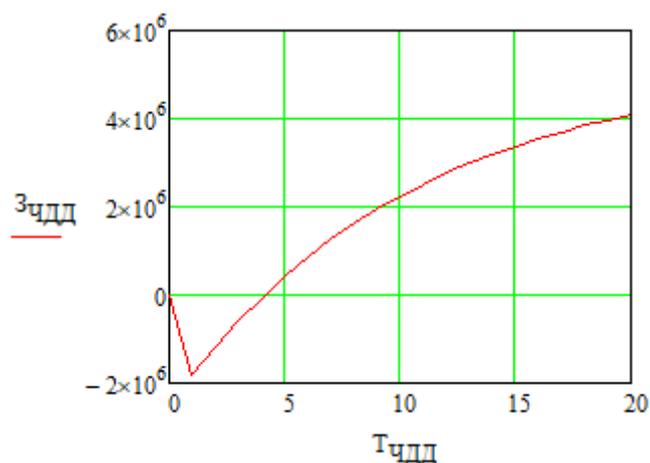


Рисунок 10.1 – График ЧДД

Из предложенной диаграммы, расчётный период ЧДД принят к 20-летнему периоду эксплуатации. Срок окупаемости равен 5 годам. Ожидается, что через десятилетний период доход от реализации данного проекта достигнет ориентировочно 227 миллиона рублей.

### **11.1 Выбор комплекса релейной защиты для силового трансформатора**

Автоматизированные системы релейной защиты предназначены для оперативного обнаружения неисправностей и автоматического отключения поврежденных секций оборудования. Планируем к установке терминал Сириус-3Т.

Релейная защита состоит из трех функциональных блоков:

1. блок измерений;
2. блок логической обработки;
3. блок выходных сигналов.

Блок измерений включает в себя измерительные и пусковые элементы, реагирующие на отклонения электрических параметров (сила тока, напряжение, мощность, импеданс) от заданных пороговых значений, и передающие сигнал в блок логической обработки.

Выходной блок обеспечивает связь релейной защиты с управляющими цепями коммутационных аппаратов (выключателей) и системами передачи данных по каналам связи и телемеханики. Выходные элементы защиты оснащены переключающими контактами, обеспечивающими необходимую мощность для управления внешними цепями [18].

Электромеханические реле, применяемые на устаревших подстанциях, нуждаются в замене ввиду их технологической отсталости. Их недостатки включают значительные размеры, трудности в прецизионной настройке, медленное срабатывание, высокое потребление энергии и повышенные требования к мощности трансформаторов тока. Микропроцессорные устройства релейной защиты, напротив, отличаются улучшенными параметрами и меньшим энергопотреблением.

Существуют следующие основные виды релейной защиты:

- дифференциальная защита, предназначенная для выявления повреждений

внутри защищаемой зоны;

- дуговая защита, реагирующая на возникновение электрической дуги;
- максимальная токовая защита, срабатывающая при превышении заданного значения тока;
- токовая отсечка, мгновенно отключающая цепь при коротких замыканиях; защита от понижения напряжения, предотвращающая работу оборудования при недопустимом снижении напряжения;
- дистанционная защита, определяющая место повреждения по сопротивлению линии;
- дифференциально-фазная (высокочастотная) защита, использующая разность фаз или высокочастотные сигналы для обнаружения повреждений.

Важнейшими характеристиками релейной защиты являются:

- селективность, обеспечивающая отключение только поврежденного участка сети, минимизируя перерывы в электроснабжении;
- быстродействие, определяющее скорость выявления и отключения повреждения, снижая риск развития аварии;
- чувствительность, характеризующая способность обнаруживать повреждения в заданном диапазоне параметров сети;
- надежность, гарантирующая безотказное функционирование защиты при возникновении повреждения и исключение ложных срабатываний в нормальных режимах работы.

В первую очередь необходимо определить коэффициент трансформации тока и вычислить величины вторичных токов.

Номинальный ток стороны силового трансформатора рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (11.1)$$

где  $S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение стороны.

Рассчитаем токи:

$$I_{\text{ном.первВН}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.первСН}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.первНН}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291 \text{ А.}$$

Принятые коэффициенты трансформации для трансформаторов тока:

- на стороне ВН – 150/5;
- на стороне СН – 500/5;
- на стороне НН – 3000/5.

Вторичный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (11.2)$$

где  $I_{\text{ном}}$  - номинальный ток;

$K_{\text{сх}}$  - Параметр схемы, принимающий во внимание конфигурацию соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, когда устройство стандартно подключено к ТТ, обмотки которых соединены по схеме звезда,  $K_{\text{сх}} = 1[11]$ ;

$K_{\text{тт}}$  - коэффициент трансформации.

Вторичный ток:

$$I_{\text{ном.вторВН}} = \frac{125,5 \cdot 1}{\frac{150}{5}} = 4,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.вторСН}} = \frac{374,9 \cdot 1}{\frac{500}{5}} = 3,7 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.вторНН}} = \frac{2291 \cdot 1}{\frac{3000}{5}} = 3,8 \text{ А.}$$

Принят к реализации релейной защиты и автоматики микропроцессорный терминал Сириус Т-3. Данные терминалы обеспечат выполнение необходимых функций защиты и автоматического управления силовым трансформатором.

Рассчитанные значения вторичного тока примем за значения уставок в плечах защиты.

## 11.2 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита (ДЗТ – 2).

Параметр  $I_{\text{Д1}} / I_{\text{БАЗ}}$  настройки используется для установления предельного значения, при котором активируется соответствующая ступень защиты. Для обеспечения повышенной восприимчивости к повреждениям типа витковых замыканий, охватывающим все витки, рекомендуется устанавливать значение уставки в диапазоне от 0,3 до 0,5 [12].

Выбор величины  $I_{\text{Д1}} / I_{\text{БАЗ}}$ , обеспечивающий требуемый уровень защиты от токов небаланса при функционировании трансформатора в номинальном режиме, осуществляется посредством следующей формулы:

$$I_{\text{Д1}} / I_{\text{БАЗ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.расч}} ; \quad (11.3)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1.2;

$I_{\text{НБ.расч}}$  - относительный ток небаланса.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}} ; \quad (11.4)$$

где  $K_{\text{ПЕР}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда

доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

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

$\Delta f_{ДОБ}$  - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04.

$$I_{НБ.РАСЧ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4 \text{ А.}$$

Определим значение  $I_{Д1} / I_{БАЗ}$ :

$$I_{Д1} / I_{БАЗ} = 1,2 \cdot 0,4 = 0,48$$

Принимаем  $I_{Д1} / I_{БАЗ} = 0,5$ .

Рассчитаем коэффициент торможения:

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot k_{омс} \cdot \frac{I_{НБ\_РАСЧ}}{k_{СН.Т}} \quad (11.5)$$

где  $k_{СН.Т}$  - коэффициент, снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \sqrt{1 - I_{НБ\_РАСЧ}}; \quad (11.6)$$

$$k_{СН.Т} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,775.$$

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

Принимаем  $k_{ТОРМ} = 62\%$

Первое значение, определяющее перегиб в кривой торможения, рассчитывается в реле самостоятельно и соответствует следующему:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}}; \quad (11.7)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{62} = 0,48$$

Устанавливаем пороговое значение тока второй точки изгиба характеристики, нормированное к номинальному току, равным  $I_T / I_{НОМ} = 2$ .

Задаём значение уставки для блокировки по второй гармонике, выраженное как отношение тока второй гармоники к току первой гармоники, равным  $I_{дг2} / I_{дг1} = 0,15$ .

Второй переломный момент в кривой торможения:

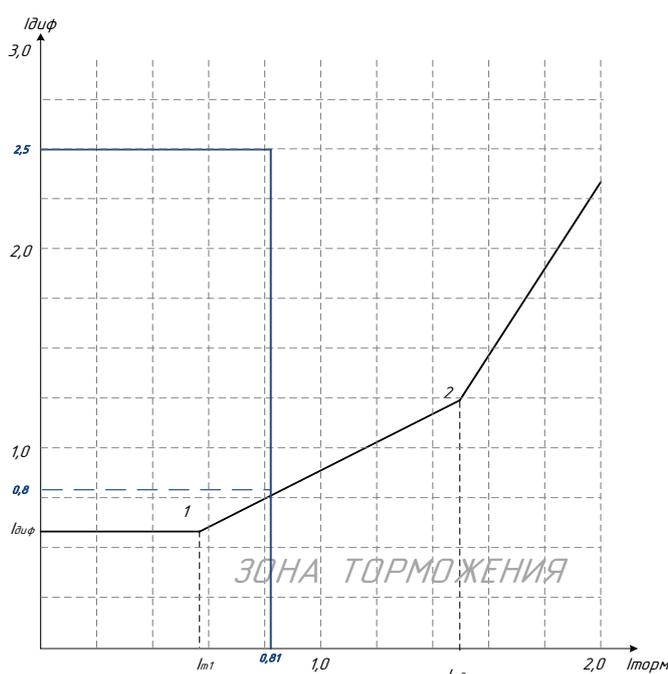
$$I_{T2} / I_{НОМ} = 2 > I_{T1} / I_{НОМ}$$

Система сигнализации небаланса в обмотках ДЗТ-3 предназначена для выявления нарушений в измерительных цепях. Настройка по току в рассматриваемой системе должна быть выполнена с меньшим значением, чем минимальная настройка чувствительной ступени дифференциальной защиты трансформатора ( $I_{диф} / I_{БАЗ}$ ). Время срабатывания должно быть установлено в пределах нескольких секунд. Данная конфигурация гарантирует оперативное выявление дефектов, возникающих в токовых контурах дифференциальной защиты [12].

Принимается значение  $I_{диф} / I_{БАЗ} = 0,1$ ;

$T = 10$  с.

На рисунке 11.1 приведена тормозная характеристика ДЗТ.



11.1 – Тормозная характеристика ДЗТ

### 11.3 Защиты от перегрузки трансформатора

Трансформаторы способны выдерживать длительные периоды работы с превышением номинальной нагрузки. При наличии оперативного персонала, система защиты обычно сигнализирует о перегрузке. На объектах, где постоянное дежурство отсутствует, защита от перегрузок может инициировать снижение нагрузки или полное отключение устройства. В соответствии с ПУЭ, защита от перегрузки является обязательной для трансформаторов с мощностью 400 кВт и выше [8].

Для обеспечения всесторонней защиты во всех возможных рабочих режимах, рекомендуется установка защиты от перегрузки на каждой из сторон трехобмоточного трансформатора. Это позволяет контролировать и предотвращать перегрузки независимо от источника питания или нагрузки.

Величина тока, при которой происходит активация защиты от перегрузки (ЗП), вычисляется следующим образом:

$$I_{зп.ТР} = I_{ном.ТР} \cdot \frac{k_{омс}}{k_B}; \quad (11.8)$$

где  $k_{отс}$  - 1,05 – коэффициент отстройки ЗП;

$k_B$  - 0,95 – коэффициент возврата реле тока ЗП;

$I_{ном.ТР}$  - номинальный первичный ток обмотки.

Рассчитаем ток перегрузки:

$$I_{зн.ТР.ВН} = 125,5 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 139 \text{ А.}$$

$$I_{зн.ТР.СН} = 374,9 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 414 \text{ А.}$$

$$I_{зн.ТР.НН} = 2291 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 2532 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток уставок:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{гт}}; \tag{11.9}$$

$$I_{ном.вторВН} = \frac{139 \cdot 1}{\frac{150}{5}} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{ном.вторСН} = \frac{414 \cdot 1}{\frac{500}{5}} = 4,1 \text{ А.}$$

$$I_{ном.вторНН} = \frac{2532 \cdot 1}{\frac{3000}{5}} = 4,2 \text{ А.}$$

#### 11.4 Максимальная токовая защита

Для надежной работы МТЗ без блокировки по напряжению, величина тока, при которой происходит срабатывание защиты, должна быть выше

максимального значения тока потребления нагрузки, учитывая возможный самозапуск двигателей:

$$I_{C.3.} = \frac{k_{omc} \cdot k_{zan}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} ; \quad (11.10)$$

где  $k_{omc}$  - коэффициент отстройки, равный 1,2;

$k_{zan}$  - коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5;

$k_B$  - коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб.макс}$  - первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень защиты применяется как максимальная токовая защита, не имеющая функции пуска по напряжению и не использующая элементы для определения направления мощности.

Рассчитаем токи срабатывания:

$$I_{C.3.ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 125,5 = 251 \text{ А.}$$

$$I_{C.3.СН} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 374,9 = 749,8 \text{ А.}$$

$$I_{C.3.НН} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 2291 = 4582 \text{ А.}$$

Определение коэффициента чувствительности осуществляется путем создания металлического короткого замыкания заданного типа в определенной точке и оценивается в рабочем режиме согласно следующей формуле:

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ}}{I_{уст}} ; \quad (11.11)$$

где  $I_{уст}$  - принятое значение тока срабатывания.

В соответствии с требованиями ПУЭ, минимально допустимый коэффициент чувствительности для релейной защиты от междуфазных коротких замыканий (МТЗ), размещенной на стороне НН трансформатора, должен составлять 1,5. Для МТЗ, установленной на стороне высокого напряжения (ВН), аналогичный показатель должен быть не ниже 1,2 [8].

$$K_{\eta} = \frac{1,62 \cdot 10^3}{251} = 6,5 > 1,2$$

$$K_{\eta} = \frac{8,02 \cdot 10^3}{4582} = 1,8 > 1,5$$

Делаем вывод, что чувствительность обеспечена.

### **11.5 Газовая защита трансформаторов**

Газовая защита представляет собой высокочувствительный и многофункциональный способ предохранения трансформаторов от повреждений, возникающих внутри оборудования. Этот метод преимущественно применяется в трансформаторах с масляным охлаждением, которые конструктивно предусматривают наличие расширительного бака для масла.

Функционирование газовой защиты основано на том, что любые дефекты и аварийные ситуации внутри трансформатора приводят к химическому распаду трансформаторного масла и органических изоляционных компонентов обмоток. В ходе этого разложения образуется газ. Выделившийся газ оказывает воздействие на специализированные элементы газовой защиты, которые формируют сигнал предупреждения или инициируют отключение трансформатора от электросети.

Газовая защита в обязательном порядке устанавливается на трансформаторах мощностью от 6300 кВА и выше. В отношении

трансформаторов с мощностью в диапазоне от 1000 до 4000 кВА, не оборудованных быстродействующей защитой, также требуется обязательная установка газовой защиты. Если же на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА присутствует иная быстродействующая защита, то применение газовой защиты допускается, однако не является безусловным и строгим требованием.

### **11.6 Автоматическое повторное включение**

Прежде чем перейти к обсуждению автоматического повторного включения (АПВ) важно учитывать характер повреждений, возникающих в электросетях: кратковременные (исчезающие сами собой) и долговременные.

Многолетняя практика использования линий электропередач свидетельствует о том, что существенная доля аварийных ситуаций, спровоцированных, к примеру, пробоем изоляции или контактом проводов, ликвидируется автоматически при оперативном отключении линии посредством релейной защиты. В подобных обстоятельствах причина аварии устраняется, не приводя к значительным дефектам, исключающим возможность повторного запуска. Эти повреждения называют неустойчивыми или самоустраняющимися.

Поиск повреждения на линии, даже при известном примерном местоположении, требует значительного времени. Поэтому оперативный персонал стремится как можно скорее ввести линию в работу. Если это удастся, значит, повреждение было самоустраняющимся. Повторное включение линии под напряжение называется повторным включением, и считается успешным при удачном исходе.

Постоянные неисправности, в частности, обрывы проводников, тросов, повреждения изоляции или обрушение опор, возникают с меньшей частотой. Устранение подобных дефектов требует целенаправленного вмешательства. В случае повторной подачи напряжения на линию с не устраненным постоянным повреждением, система релейной защиты произведет повторное отключение, что классифицируется как неуспешная попытка автоматического повторного включения (АПВ).

Время повторного включения на подстанциях с постоянным оперативным

персоналом или на объектах, управление которыми осуществляется дистанционно, временные затраты на выполнение операций значительно сокращены и составляют несколько минут. В отличие от этого, на подстанциях, не оборудованных системами телемеханики или не имеющих постоянного обслуживающего персонала, выполнение аналогичных действий может потребовать от тридцати минут до часа и более.

С целью уменьшения продолжительности перерывов в подаче электроэнергии и автоматизации соответствующих процессов используются устройства автоматического повторного включения (АПВ). Продолжительность функционирования АПВ составляет всего несколько секунд. В случае успешной реализации повторного включения, это позволяет существенно минимизировать время перерыва в электроснабжении потребителей.

Согласно ПУЭ, применение АПВ обязательно на всех воздушных и кабельно-воздушных линиях напряжением 1000 В и выше [8].

Автоматическое повторное включение также обеспечивает возобновление функционирования электролинии в случаях ошибочных действий оперативного персонала или некорректной работы устройств релейной защиты. Данная функция позволяет восстановить электроснабжение после сбоев, вызванных человеческим фактором или техническими неисправностями в системе защиты. Наиболее эффективно АПВ на линиях с односторонним питанием, предотвращая аварии и минимизируя перебои в электроснабжении. В кольцевых сетях отключение одной линии не приводит к перерыву питания, но АПВ ускоряет переход к нормальному режиму работы, обеспечивая более надежную и экономичную работу.

Релейная защита устанавливается не только на линиях электропередач, но и на подстанциях, где также возможны ложные срабатывания. Поэтому АПВ применимо и на шинах подстанций, где оно может предотвратить отключение всей подстанции или ее части. Устройствами АПВ оснащаются все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше, а также трансформаторы, питающие важную нагрузку, независимо от их мощности.

АПВ трансформаторов обычно инициируется после срабатывания максимальной токовой защиты и последующего отключения оборудования. В то же время, при активации газовой защиты, функция АПВ блокируется. Это связано с тем, что срабатывание газовой защиты является признаком потенциального повреждения трансформатора, и повторная подача напряжения может привести к дальнейшим негативным последствиям. Статистика показывает, что успешность применения АПВ для трансформаторов, шин и воздушных линий электропередачи, как правило, находится в диапазоне от 70 до 90 %.

В редких случаях АПВ устанавливают на кабельные и смешанные линии 6 и 10 кВ, хотя на таких линиях чаще встречаются устойчивые повреждения, и вероятность успешного повторного включения составляет всего 40-60%. Это связано с частыми отключениями из-за перегрузок, а также с тем, что установка АПВ упрощает релейную защиту.

Существуют следующие виды АПВ: трехфазное, однофазное и комбинированное. Автоматическое повторное включение (АПВ) в трехфазных сетях классифицируется по различным признакам, включая скорость действия (простые и быстродействующие), методы контроля напряжения (с проверкой наличия или отсутствия), способы синхронизации (с ожиданием или улавливанием синхронизма) и другие параметры. В зависимости от места установки, АПВ применяется для линий электропередачи, шин, трансформаторов и двигателей. По числу попыток повторного включения выделяют однократное и многократное АПВ. Реализация АПВ может быть выполнена как с использованием специализированных релейных схем (электрические устройства), так и посредством интеграции в пружинные приводы выключателей (механические устройства).

Схемы АПВ, используемые на различных линиях электропередачи, различаются по своим характеристикам, но должны соответствовать ряду ключевых требований [8]:

- активация схемы АПВ должна происходить только при аварийном

отключении выключателя, находящегося в рабочем состоянии. В определенных ситуациях могут потребоваться дополнительные условия для инициации процесса АПВ;

- исключается активация АПВ при плановых операциях отключения, выполняемых персоналом, или при срабатывании релейной защиты непосредственно после включения выключателя (например, при включении на короткое замыкание). Схемы АПВ должны предусматривать возможность блокировки действия АПВ при срабатывании определенных защитных устройств, например, при внутренних повреждениях трансформаторов или при активации дифференциальной защиты шин;

- системы автоматического повторного включения (АПВ) проектируются для осуществления установленного числа попыток восстановления электроснабжения, определяемого заданным коэффициентом кратности. Наиболее часто применяются схемы АПВ с однократным циклом, однако также используются варианты с двукратным и трехкратным действием;

- продолжительность цикла АПВ должна быть сведена к минимуму для оперативного возобновления подачи электроэнергии. Минимальная временная задержка для АПВ на линиях с односторонним источником питания обычно составляет от 0,3 до 0,5 секунды. В ситуациях, где существует вероятность повреждений, обусловленных схлестыванием или прикосновением проводов, рекомендуется увеличить эту задержку для повышения вероятности успешного завершения цикла АПВ;

- схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя к новому действию после его включения;

### **11.7 Автоматический ввод резерва**

Для бесперебойного электроснабжения критически важных потребителей разрабатываются схемы с системой, использующие дублированное или множественное электропитание от нескольких независимых источников, гарантируют бесперебойное функционирование оборудования даже в случае отказа одного из каналов питания. Такой подход значительно повышает

устойчивость к перебоям в электроснабжении.

Однако, несмотря на высокую надежность, многоканальные системы резервирования не всегда находят широкое применение. Более распространенным является одностороннее электропитание, которое, уступая в надежности, обладает рядом преимуществ, таких как простота внедрения и экономическая целесообразность. Односторонние схемы характеризуются меньшими значениями токов короткого замыкания, сокращением потерь электроэнергии в трансформаторах, упрощенной системой релейной защиты и другими достоинствами.

Ситуации, когда сеть развивается и появляется возможность организации двухстороннего питания, часто осложняются несоответствием существующего оборудования подстанции.

В таких случаях применяются два основных подхода к одностороннему питанию при наличии нескольких источников. Первый вариант предполагает использование одного активного источника, питающего потребителей, в то время как второй находится в резерве. Вторым вариантом является одновременная работа всех источников, но каждый из них питает отдельную группу потребителей.

Главный недостаток таких схем – перебои в электроснабжении при аварии одного из источников. Однако эта проблема решается путем автоматического ввода резервного источника (АВР) или использованием секционного выключателя.

АВР, обеспечивающий перерыв питания на время срабатывания выключателя (0,3–0,8 сек), широко распространен в энергосетях благодаря своей простоте и высокой надежности (90-95%).

Устройства автоматического включения резерва (АВР) должны отвечать ряду установленных критериев [8]:

- 1) АВР должен активироваться при отсутствии напряжения на шинах, питающих потребителей, вне зависимости от вызвавшей это причины.
- 2) активация резервного питания должна происходить с минимальной

задержкой после отключения основного источника.

3) работа АВР должна быть ограничена однократным циклом, чтобы предотвратить повторные включения при неустраненном коротком замыкании.

4) АВР не должен инициировать переключение до момента отключения основного источника питания, чтобы исключить подачу резервного питания на участок с коротким замыканием.

5) для обеспечения срабатывания при пропадании напряжения в питающей сети, АВР необходимо оснастить пусковым элементом минимального напряжения.

6) для сокращения времени отключения резервного источника при его включении на короткое замыкание требуется ускорить срабатывание его защиты после активации АВР.

### **11.8 Устройство резервирования отказа выключателя**

В случае возникновения аварийного режима короткого замыкания в электрической сети, система релейной защиты инициирует не только команду на размыкание выключателя, но и активирует схемы устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Также даётся сигнал на отключение соседних выключателей с временной задержкой, достаточной для срабатывания основного, защищаемого выключателя.

Если защищаемый выключатель успешно размыкает цепь, УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В противном случае, если защищаемый выключатель не срабатывает по каким-либо причинам, по истечении заданного времени УРОВ активируется и отключает все сопряжённые элементы сети.

Таким образом, для активации УРОВ необходимо выполнение двух основных условий:

1) срабатывание релейной защиты, направленное на отключение выключателя;

2) наличие нештатной ситуации, препятствующей отключению защищаемого выключателя.

Важно отметить, что УРОВ не обеспечивает резервирование отказа самой релейной защиты, что может привести к несрабатыванию выключателя. В связи с этим, совместно с УРОВ используется резервная релейная защита, функционирующая независимо от основной, чтобы исключить влияние отказа одной системы на работоспособность другой.

Уставка времени срабатывания УРОВ определяется как сумма:

- 1) времени срабатывания защищаемого выключателя;
- 2) времени возврата защиты, инициирующей УРОВ, при успешном отключении защищаемого выключателя;
- 3) времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ;
- 4) временного запаса для обеспечения надежности системы.

Однако, существенным недостатком УРОВ является риск обесточивания значительного участка сети при ложном срабатывании, что может привести к отключению большого числа потребителей. Поэтому применение УРОВ должно быть строго обосновано.

### **11.9 Автоматическая частотная разгрузка**

Автоматическое частотное ограничение снижения предназначено для поддержания стабильности Единой энергетической системы (ЕЭС) России в условиях значительного дисбаланса между производством и потреблением активной мощности в отдельных регионах. При возникновении аварийного отделения этих регионов и критического снижения частоты (до значений ниже 49,0 Гц), а также сопутствующего падения напряжения, возникает угроза для оборудования подстанции Прииск, нормальной работы электроприемников потребителей и, в конечном итоге, полного прекращения электроснабжения из-за каскадного развития аварии.

Целью АОСЧ является предотвращение дальнейшего снижения частоты и ее восстановление до уровня, обеспечивающего устойчивую работу энергосистемы (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление электроснабжения потребителей после нормализации частоты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) является ключевым элементом

АОСЧ и активируется при дефиците активной мощности, когда частота снижается очень быстро. АЧР выполняет отключение потребительской нагрузки небольшими очередями, чтобы остановить снижение частоты и, при необходимости, повысить ее.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) включает несколько уровней защиты. Быстродействующая АЧР1 предназначена для немедленного противодействия снижению частоты, включая специальную очередь отключения нагрузки, направленную на предотвращение разгрузки энергоблоков АЭС при достижении частоты ниже 49,0 Гц. Основной объем АЧР активируется при дальнейшем снижении частоты до 48,8 Гц и ниже.

Дополнительно функционируют две модификации АЧР2: несовмещённая, воздействующая на отдельные приёмники энергии с целью восстановления частоты после действия АЧР1 либо при её медленном снижении, и совмещённая, реализуемая на тех же объектах, что и АЧР1, для недопущения стабилизации частоты на критически низком уровне.

Объём нагрузки, подключаемой к системе АЧР, определяется расчётным дефицитом активной мощности с введением запаса, учитывающего возможное увеличение дефицита, а также суточные и календарные колебания нагрузки (например, в выходные и праздничные дни).

Расчёт требуемого объёма отключаемой нагрузки и определение прогнозируемых дефицитов мощности осуществляется на основе анализа схемных решений и режимов работы энергосистемы. Этот анализ охватывает сценарии от частичного аварийного отделения до полного разделения Единой энергетической системы России на автономные части, с учётом вероятных аварийных ситуаций как при нормальной, так и при ремонтной конфигурации сети.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПС ПРИИСК

### 12.1 Безопасность

Процесс возведения запланированного сооружения включает три этапа: предварительной, основной и заключительной фаз строительных работ [31].

В течение подготовительного периода осуществляются следующие мероприятия:

- обеспечение строительной площадки требуемыми временными постройками (например, бытовыми помещениями), строительным оборудованием и компетентным штатом сотрудников;
- проведение работ на участке предварительного хранения материалов;
- организация работ по погрузке и разгрузке;
- перенос главных осей будущего объекта на местность.

Перед тем, как приступить к непосредственным строительным операциям, требуется реализация комплекса организационных и технических мер, а также выполнение ряда предварительных действий [32].

В обязательном порядке следует определить ответственного сотрудника, осуществляющего надзор за качеством и безопасностью выполняемых строительных процедур (к примеру, производителя работ или бригадира). Кроме того, необходимо провести обучение персонала по правилам охраны труда и снабдить их требуемыми средствами, инструментарием, инвентарем, приспособлениями, специализированной одеждой и обувью, соответствующими утвержденным стандартам. Важно обеспечить наличие средств оказания первой доврачебной помощи и питьевой воды для строителей. Следует организовать площадки для складирования оборудования, материалов и инструментов, а также обеспечить транспортировку материалов, техники, сборочных единиц и деталей согласно утвержденной схеме движения транспорта по территории объекта с применением подготовленных проездов через инженерные сети [32].

В ходе основного этапа строительных работ осуществляются:

- мероприятия по выравниванию территории подстанции; установка систем

отвода масла;

- монтаж емкости для сбора масла;
- устройство фундаментных оснований; прокладка лотков и каналов;
- установка оборудования и проведение пусконаладочных мероприятий.

На финальной стадии проекта производятся работы по облагораживанию территории подстанции и установке ограждений, а также ввод в эксплуатацию электротехнического оборудования.

Реализация строительных, монтажных и демонтажных операций должна строго соответствовать утвержденной технологической карте. Организация, выполняющая данные работы, обязана иметь все необходимые разрешения и лицензии на осуществление видов деятельности, подлежащих лицензированию в соответствии с действующими нормативными актами и законодательством Российской Федерации.

Заказчик передает исполнителю работ проектную документацию, включая проект организации строительства, а также рабочую документацию на весь объект или на отдельные этапы работ. Проектная документация должна быть допущена к производству работ застройщиком путем проставления штампа с подписью ответственного лица [31].

Исполнитель работ осуществляет входной контроль переданной документации, предоставляет заказчику перечень выявленных недостатков и контролирует их устранение.

При этом определяются и согласовываются объемы, технологическая последовательность и сроки выполнения строительно-монтажных работ, порядок оперативного руководства, включая действия строителей и эксплуатационников в аварийных ситуациях, последовательность разработки конструкций, места и условия подключения временных сетей электроснабжения. Также согласовываются порядок предоставления строителям услуг предприятия и его технических средств, условия организации комплектной и первоочередной поставки оборудования и материалов, перевозок, складирования грузов и передвижения строительной техники, а также размещения временных зданий и

сооружений для нужд строительства [31].

Участники строительства назначают персонально ответственных за объект должностных лиц, таких как ответственный представитель технадзора заказчика, ответственный производитель работ и ответственный представитель проектировщика [33].

Застройщик (заказчик) заблаговременно, не позднее чем за 7 рабочих дней до начала работ, направляет в орган архстройнадзора извещение о начале строительных работ должно сопровождаться предоставлением следующей документации:

- заверенные копии документа, подтверждающего право организации на проведение соответствующих строительных работ;
- копия разрешения, выданного уполномоченным органом, на осуществление строительства объекта;
- комплект проектной документации, утвержденный в установленном порядке;
- комплекс мер по обеспечению безопасности на строительной площадке, включая копию генерального плана строительства;
- приказы о назначении лиц, ответственных за различные аспекты строительного процесса;
- копию документации о вынесении в натуру линий регулирования застройки и геодезической разбивки основы;
- прошнурованные журналы работ.

Реализация проектов капитального строительства возможна исключительно при наличии разрешительной документации, оформленной в установленном порядке компетентными органами [33].

В процессе подготовки к началу строительного-монтажных операций генеральный подрядчик обязан выполнить ряд предварительных мероприятий [31]:

- назначение ответственного сотрудника, осуществляющего контроль за качеством и безопасностью проведения организационно-технических

мероприятий и подготовительных работ;

- разработка и утверждение Проекта Производства Работ (ППР), детально регламентирующего все стадии строительного процесса;

- подготовка и внедрение комплекса мер по организации трудовой деятельности, включающего укомплектование объекта квалифицированным персоналом, обеспечение бригад необходимыми технологическими картами и проведение инструктажей по технике безопасности;

- обеспечение персонала средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью), средствами оказания первой медицинской помощи и питьевой водой в соответствии с действующими нормативами;

- организация своевременной доставки необходимых материалов и конструкций на строительную площадку в соответствии с положениями ППР;

- обеспечение строительных бригад необходимым инструментарием;

- формирование достаточного запаса строительных материалов для обеспечения непрерывности производственного процесса;

- перемещение строительной техники на участки проведения работ;

- вынос осей строящихся объектов в натуру для точного определения их местоположения;

- ограждение объекта строительства (подъездных путей и площадки) на расстоянии не менее 7 метров от края поднимаемой конструкции;

- маркировка участков повышенного риска, внешних пределов и центральных линий подземных инженерных сетей и сооружений;

- подготовка открытой территории, предназначенной для хранения строительных материалов и изделий;

- установка защитных барьеров вокруг строительного объекта, включая подъездные пути и рабочую зону, с минимальным отступом в 7 метров от периметра перемещаемой конструкции;

- установка информационных щитов с указанием наименования объекта, данных заказчика и исполнителя работ, сроков начала и окончания строительства, а также схемы объекта.

Исполнитель работ несёт ответственность за экологическую безопасность и предотвращение незаконной ликвидации древесных насаждений и кустарников. На территории проведения строительных работ должны быть размещены временные модульные конструкции, предназначенные для производственных процессов, оказания помощи, обеспечения бытовых потребностей и складирования. После завершения строительных мероприятий эти конструкции подлежат демонтажу. Ввод во временную эксплуатацию указанных сооружений осуществляется на основании решения ответственного лица, осуществляющего производственный процесс, и оформляется соответствующим актом.

Обеспечение надлежащего складирования и хранения материалов в соответствии с установленными стандартами и техническими требованиями [31] является обязанностью исполнителя.

Генеральное управление строительством возлагается на застройщика, обладающего разрешением на проведение строительных работ. В его компетенцию входит [31]:

- получение разрешения;
- обеспечение проектной документацией;
- прошедшей экспертизу;
- обеспечение безопасности на стройплощадке и обеспечение выноса в натуру линий регулирования застройки;
- создание геодезической разбивочной основы.

При подрядном способе строительства ответственность за безопасность на строительной площадке несет подрядчик [33]. Строительство ведется по проектной документации, прошедшей экспертизу и утвержденной в установленном порядке. Исполнитель работ осуществляет производственный контроль за соблюдением требований проектной и нормативной документации. Застройщик вправе осуществлять технический надзор за ходом и качеством работ.

Все строительные материалы, конструкции и оборудование, доставляемые

на стройплощадку, подлежат обязательной проверке при приемке. На центральном складе эту процедуру выполняет ответственный прораб или мастер, в чьи обязанности входит управление складскими операциями. На территории строительного объекта приемку осуществляет прораб или мастер, контролирующий ход работ непосредственно на месте [31].

При приемке проверяется наличие и соответствие сопроводительных документов, предоставленных поставщиком или производителем, которые подтверждают качество поступивших материалов, изделий и оборудования. Обязательным этапом является входной контроль всех конструкций. Конструкции, не прошедшие входной контроль, не допускаются к дальнейшему использованию в строительных работах. Выдача материалов для монтажа производится на основании заявок, предоставленных начальником участка работ.

Входной контроль проводится на этапах разгрузки, складирования, передачи на монтаж и непосредственно во время монтажных работ. Он включает в себя визуальный осмотр внешнего вида конструкций и инструментальное измерение их параметров. В частности, входной контроль включает в себя:

- проверку комплектности и качества конструкций;
- оценку соответствия условий складирования и хранения установленным требованиям;
- своевременное оформление актов на изделия с дефектами или браком;
- проверку соответствия оборудования;
- изделий и материалов спецификациям рабочей документации;
- государственным стандартам и техническим условиям;
- проверку наличия сертификатов качества на соответствующее оборудование, изделия и материалы.

Административное регулирование строительных работ, направленное на минимизацию негативного воздействия строительно-монтажных процессов на население и окружающую среду в зоне строительства, осуществляется органами местного самоуправления или уполномоченными организациями (например,

административными инспекциями) в соответствии с действующим законодательством.

Производственный контроль качества строительных работ является обязанностью исполнителя работ. Он включает в себя:

- первичную проверку проектной документации, предоставленной заказчиком;
- приёмку геодезической разбивочной основы, вынесенной в натуру;
- входной контроль качества используемых материалов и изделий;
- операционный контроль в процессе выполнения работ и по их завершению;
- оценку соответствия выполненных работ, результаты которых становятся недоступными для последующего контроля после начала выполнения следующих этапов строительства.

Технический надзор, осуществляемый заказчиком строительства, включает в себя [33]:

- проверку наличия у исполнителя работ документов, подтверждающих качество применяемых материалов, изделий и оборудования, а также документированных результатов входного контроля и лабораторных испытаний;
- контроль за соблюдением исполнителем работ правил складирования и хранения применяемых материалов. При выявлении нарушений представитель технадзора имеет право запретить использование материалов, складированных с нарушениями;
- контроль за соответствием выполняемого исполнителем работ операционного контроля;
- контроль наличия и правильности ведения исполнительной документации, включая оценку достоверности геодезических исполнительных схем выполненных конструкций с выборочной проверкой точности положения элементов;
- контроль за устранением дефектов в проектной документации, выявленных в процессе строительства, документированный возврат дефектной

документации проектировщику, контроль и документированная приемка исправленной документации, передача её исполнителю работ;

- контроль исполнения предписаний органов государственного надзора и местного самоуправления;

- уведомление органов государственного надзора обо всех аварийных ситуациях на объекте;

- контроль соответствия объемов и сроков выполнения работ условиям договора и календарному плану строительства;

- оценку соответствия выполненных работ и конструкций (совместно с исполнителем работ), подписание двусторонних актов, подтверждающих соответствие, контроль за соблюдением требования о недопустимости выполнения последующих работ до подписания указанных актов;

- финальную оценку соответствия завершённого объекта строительства требованиям законодательства, проектной и нормативной документации (совместно с исполнителем работ). Замечания представителей технического и авторского надзора фиксируются документально. Факты устранения дефектов по замечаниям иных представителей также подлежат документированию с их участием.

При выполнении строительных операций необходимо строго придерживаться нормативных требований, касающихся охраны труда и техники безопасности. В период осуществления монтажных работ опасная зона должна быть четко обозначена сигнальными ограждениями. Радиус данного ограждения должен превышать горизонтальную проекцию максимальных габаритов перемещаемых объектов от оси поворотной части крана как минимум на 4 метра. Типовые технологические карты содержат детальные инструкции по технике безопасности для различных видов строительного-монтажных работ.

При работе вблизи электроустановок, подверженных наведенному напряжению, необходимо руководствоваться указаниями, представленными в технологической карте. Работы в действующих электроустановках должны проводиться в соответствии с программой, разработанной и согласованной с

владельцами данных установок. Перед началом работ каждому сотруднику выдается наряд-допуск и проводится инструктаж с обязательной регистрацией в журнале по технике безопасности. Все работы должны выполняться исключительно с разрешения и под непосредственным контролем обслуживающего персонала. Рабочие участки необходимо ограждать и обозначать предупреждающими знаками.

Запрещается эксплуатация крана и телескопической вышки под проводами действующих подстанций без предварительного отключения линии электропередачи. При проезде под линиями электропередачи рабочие органы машин должны быть переведены в транспортное положение. При проведении работ на воздушных линиях (ВЛ) и подстанциях (ПС) машины и механизмы на пневматическом ходу подлежат обязательному заземлению.

Временные сооружения и подсобные помещения должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения, соответствующими типовым правилам пожарной безопасности. Монтажные работы на высоте запрещены при силе ветра, достигающей 6 баллов (скорость ветра от 9,9 до 12,4 м/с).

Эксплуатация средств механизации должна соответствовать правилам безопасности при работе с инструментами и приспособлениями. Техническое обслуживание и ремонт транспортных средств допускается только после полной остановки и выключения двигателя. Состояние автомобилей должно соответствовать правилам по охране труда на автомобильном транспорте. Блоки при транспортировке должны быть защищены от толчков и ударов, перемещение допускается только в вертикальном положении. Все такелажные работы должны выполняться в строгом соответствии с нормативной документацией.

## **12.2 Экологичность**

### **12.2.1 Общие положения по экологической безопасности**

Исполнитель работ несет всю ответственность за обеспечение экологической безопасности в процессе выполнения всех видов работ. В частности, необходимо соблюдать следующие требования [34]:

- запрещается несанкционированная вырубка древесных и кустарниковых

насаждений, если это не предусмотрено проектной документацией;

- обязательна очистка и правильная организация отвода производственных и бытовых сточных вод;

- любые работы, связанные с мелиорацией и изменением естественного ландшафта, проводятся только на основании утвержденного проекта, согласованного с органами государственного контроля.

При транспортировке материалов следует избегать повреждения кустарников и деревьев, нарушения верхнего слоя почвы и загрязнения почвы горюче-смазочными материалами. Строительная техника должна передвигаться только по существующим дорогам. Заправка техники осуществляется на стационарных АЗС или с использованием топливозаправщиков, оснащенных раздаточными пистолетами, чтобы предотвратить утечку топлива в грунт. Стоянка техники в ночное время организуется на специально оборудованной площадке базового поселка.

Вырубка просеки производится в соответствии с объемами, указанными в проекте, с последующей разделкой и штабелированием древесины для дальнейшей переработки. Очистка просеки от порубочных остатков обязательна.

Сточные воды из временного поселка собираются в герметичные выгребные ямы, из которых они регулярно откачиваются и вывозятся специализированным транспортом в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической службой. Выгребы должны быть оборудованы деревянными крышками.

Водоснабжение для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется привозной водой из сетей и источников населенного пункта, что исключает забор воды из природных водоемов.

Проект не предусматривает технологические процессы, сопровождающиеся вредными выбросами в атмосферу, почву или водоемы, поэтому мероприятия по их локализации и удалению не планируются.

После завершения строительно-монтажных работ территория строительства должна быть приведена в состояние, пригодное для дальнейшего

целевого использования.

При строительстве подстанции необходимо уделять особое внимание мерам пожарной безопасности. Жилые поселки, складские территории и места стоянки техники должны быть обеспечены полными комплектами средств пожаротушения (огнетушители, помпы, багры, ведра и т.д.) в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности.

#### 12.2.2 Факторы, генерирующие шумовое загрязнение.

В ходе строительства подстанции необходимо определить уровень звукового давления, создаваемого генерирующим шум оборудованием, таким как трансформаторы, в ближайшем месте на границе участка, прилегающего к подстанции. На основании полученных данных необходимо оценить соответствие уровня шума установленным санитарно-гигиеническим нормативам. В случае выявления превышения допустимых значений, следует разработать комплекс мер, направленных на снижение шумового воздействия.

Список оборудования, являющегося источником шума в период эксплуатации, представлен в таблице 12.1 документа [35].

#### 12.1 – Список оборудования, являющегося источником шума

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДТН-16000/110/6 ХЛ1	2	ИШ №1-2	89,0

Проведем требуемые расчеты.

В соответствии с установленными стандартами, максимальный разрешенный уровень акустического шума для участков, непосредственно граничащих со зданиями, предназначенными для размещения гостиниц и общежитий, не должен быть выше 50 дБА.

Для трансформатора, функционирующего с использованием принудительной воздушной и естественной масляной циркуляции (система охлаждения типа Д), величина звуковой мощности при номинальной мощности 16 МВА и номинальном напряжении 110 кВ, как указано в источнике [35],

характеризуется следующим значением:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

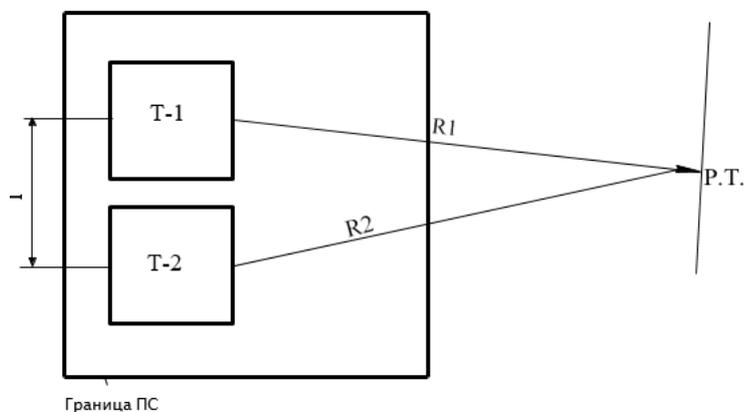


Рисунок 12.1 – План размещения трансформаторов и определения расчетной точки.

1) Принимая во внимание небольшое расстояние  $l$  между трансформаторами и значительное превосходство величин  $R_1$  и  $R_2$  над  $l$ , представляется возможным объединить два или более источников шумового воздействия в единый эквивалентный источник. В подобном сценарии, скорректированное значение уровня звуковой мощности данного эквивалентного источника вычисляется посредством следующей формулы, представленной в источнике [35]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1L_{WAi}} ; \quad (12.1)$$

где  $n$  - общее количество источников шума (в данном случае, трансформаторов);

$L_{WAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, выраженный в дБА.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 89} = 92 \text{ дБА}.$$

2) Вблизи жилых зон необходимо соблюдать нормативные требования к

уровню звукового давления  $L_A(R) = DY_{L_A}$ . Следовательно,  $R = R_{\min}$ . Минимальное расстояние от оборудования подстанции, являющегося источником шума, до границы ближайшей жилой территории должно быть рассчитано согласно установленным стандартам, изложенным в [35]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (12.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(92-50)}}{2\pi}} = 50,28 \text{ м.}$$

Санитарные нормы по шумовому воздействию на территориях, непосредственно граничащих с подстанцией, гарантированно соблюдаются, если значение параметра  $R$  достигает или превосходит установленный предел. В подобной ситуации применяется принцип пространственной защиты, где:  $R_{\min} = L_{C33}$ ,  $L_{C33}$  – обозначают границы санитарно-защитной зоны, предназначенной для снижения уровня шума. Минимальное расстояние, рассчитанное между источниками шума, расположенными на подстанции, и границей прилегающей территории, составляет 50,28 метра, что обеспечивает соответствие нормативным требованиям.

### 12.3 Пожарная безопасность

Обеспечение пожарной безопасности на объекте достигается посредством реализации трех взаимосвязанных компонентов: системы предотвращения возникновения пожара, системы противопожарной защиты и комплекса организационных и технических мер, направленных на поддержание необходимого уровня пожарной безопасности.

Предупреждение пожара достигается путем нейтрализации условий для формирования горючей среды и исключения потенциальных источников воспламенения в данной среде. На территории объекта это реализуется посредством применения негорючих веществ и материалов, размещения оборудования, представляющего повышенную пожарную опасность, на

открытых площадках, зонирования пожароопасных участков, использования электрооборудования, соответствующего определенному классу защиты, установки молниезащитных устройств для зданий, сооружений и оборудования, а также применения мер защиты от вторичных проявлений молнии, таких как заземление, и внедрения систем релейной защиты и автоматики, обеспечивающих отключение оборудования при обнаружении нарушений в его работе и внутренних повреждений, включая короткие замыкания.

Противопожарная защита объекта обеспечивается путем применения архитектурно-планировочных решений и технических средств, ограничивающих распространение огня за пределы очага возгорания, организации путей эвакуации, соответствующих установленным требованиям пожарной безопасности, установки систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией, использования средств индивидуальной защиты, применения основных строительных конструкций с определенными показателями огнестойкости и классами пожарной опасности, а также ограничения пожарной опасности поверхностных слоев строительных конструкций, расположенных на путях эвакуации, устройства аварийного слива пожароопасных жидкостей и применения первичных средств пожаротушения.

Для предотвращения разлива масла и распространения пожара в случае аварии трансформаторного оборудования предусмотрены специальные маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями подстанции рассчитаны на предотвращение распространения огня. Расстояние между оборудованием открытого распределительного устройства, ячейками распределительного устройства 6 кВ и блоками общеподстанционного пункта управления соответствует требованиям Правил устройства электроустановок.

Пожаротушение обеспечивается за счет наружного водопровода и наличия противопожарных резервуаров на подстанции. В случае возникновения неконтролируемой чрезвычайной ситуации предусмотрено привлечение пожарной техники, находящейся в распоряжении местной противопожарной

службы. Подъезд к подстанции осуществляется по гравийной дороге. Компонировка подстанции и отсыпка площадки щебеночным грунтом обеспечивают беспрепятственный доступ пожарной техники к оборудованию подстанции, учитывая возможность передвижения по щебеночному покрытию.

Система эвакуационных маршрутов и выходов призвана обеспечивать [34]:

- оперативную и свободную эвакуацию находящихся в здании людей;
- обеспечение безопасности и спасение персонала, подверженного риску воздействия опасных факторов пожара (ОФП);
- защиту эвакуирующихся на всём протяжении путей эвакуации от воздействия ОФП.

В помещениях оперативного пункта управления (ОПУ) и распределительного устройства (РУ-6 кВ) предусмотрены эвакуационные выходы, ведущие непосредственно на улицу. Подстанция функционирует при постоянном присутствии дежурного персонала. Благодаря оптимальной организации эвакуационных путей, противопожарным стенам и перегородкам в помещениях ОПУ и РУ-6 кВ, препятствующим распространению огня, персонал имеет возможность безопасно покинуть территорию подстанции через распашные ворота, расположенные с северной стороны объекта.

Доступ на территорию лиц, не входящих в состав оперативно-выездных бригад, строго регламентирован и возможен только при наличии оформленного допуска. Периметр подстанции оборудован ограждением высотой не менее 2,4 метра, что исключает несанкционированное проникновение. В случае возникновения аварийной ситуации (разгерметизации трансформатора, утечки трансформаторного масла с последующим возгоранием) воздействие ОФП ограничивается территорией подстанции.

По территории подстанции организованы пожарные проезды и подъездные пути для специализированной техники, совмещённые с функциональными проездами [8]. Здания и сооружения подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения, ответственность за которые возложена на лиц, уполномоченных владеть, пользоваться или распоряжаться данными объектами.

Класс пожарной опасности, определяющий область применения средств пожаротушения на подстанции, соответствует классу Е.

Особенностью тушения пожара оборудования, находящегося под напряжением, является невозможность снятия напряжения переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы. На каждом энергетическом предприятии распоряжением главного инженера (технического руководителя) определяется конкретное оборудование, которое по условиям технологии не может быть обесточено в случае возникновения пожара. Для помещений (сооружений) с энергетическим оборудованием, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются (или разрабатываются вновь) оперативные карточки действий при пожаре. В них указываются: расположение не обесточенного оборудования; необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара; места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения; возможные маршруты движения боевых расчетов к месту пожара. Для проведения работ по тушению электрооборудования, находящегося под напряжением, необходимо предварительное оформление разрешительной документации.

Территория, где размещены силовые трансформаторы, и которая характеризуется повышенной пожарной опасностью, относится к классу П-111. Электротехнические устройства, функционирующие в пределах указанной зоны, спроектированы с учетом требований пожарной безопасности, что подтверждается соответствующим исполнением [34]. Силовые трансформаторы, использующие в своей работе горючие жидкости, такие как трансформаторное масло, классифицируются по категории ВН в соответствии с нормами пожарной опасности. Открытые распределительные устройства (ОРУ) и распределительные устройства на 6 кВ отнесены к категории В4 по критерию пожарной опасности.

В проектной документации предусмотрены следующие меры, направленные на обеспечение пожарной безопасности технологического оборудования: приоритетное использование электротехнического оборудования, имеющего пожаробезопасное исполнение; применение силовых и контрольных кабелей, соответствующих требованиям нераспространения горения и имеющих индекс НГ-LS; обеспечение соответствия первичного оборудования, устройств замедления (ЗУ) подстанций, релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), технических средств информационно-вычислительного комплекса электроустановки, а также вторичных цепей требованиям электромагнитной совместимости (ЭМС). Ввиду использования оборудования в пожаробезопасном исполнении и реализации предусмотренных мер пожарной безопасности установка дополнительных средств противопожарной защиты не требуется.

Организационно-технические мероприятия в области пожарной безопасности включают в себя следующие элементы [33]:

- создание подразделения, осуществляющего контроль за эксплуатацией и техническим обслуживанием систем противопожарной защиты, или привлечение специализированной организации, обладающей соответствующей лицензией МЧС РФ;

- организацию обучения персонала правилам пожарной безопасности;
- разработку инструкций для персонала и охраны на случай возникновения пожара и проведения эвакуации.

- разработку инструкций о мерах пожарной безопасности, оперативных карточек пожаротушения, планов и графиков противопожарных тренировок, обучение персонала и технический надзор за системами пожарной защиты.

На подстанциях разрабатываются противопожарные инструкции, учитывающие особенности оборудования и основывающиеся на нормативных актах. Эти инструкции регламентируют порядок поддержания чистоты территории и внутренних пространств, правила безопасности при использовании оборудования и проведении огневых работ.

Также, они определяют условия хранения и перемещения взрывоопасных веществ, указывают места для курения и проведения огневых работ, устанавливают обязанности персонала в случае возникновения пожара. Инструкции содержат порядок осмотра помещений после работы, правила использования средств индивидуальной защиты и первичных средств пожаротушения, таких как огнетушители.

Тип используемого огнетушителя определяется классом пожара, зависящим от горящих веществ и материалов. Возгорания электрооборудования классифицируются как пожары класса Е.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была доказана актуальность проекта замены устаревшей подстанции 35/6 кВ Соловьёвск на современную подстанцию 110/35/6 кВ Прииск, обусловленная необходимостью обеспечения растущих энергетических потребностей нового золотодобывающего рудника и смежных потребителей, включая две соседние подстанции. Основные результаты работы включают комплексное техническое обоснование проекта, в рамках которого была выбрана оптимальная схема распределительного устройства 110 кВ (№110-4Н) с двумя блоками трансформаторов по 16 МВА каждый, размещенных на открытом воздухе с учетом низкой степени загрязнения атмосферы в лесной местности.

Выполненные вычислительные операции продемонстрировали устойчивость предложенных конструктивных решений. В частности, были установлены значения токов короткого замыкания. Также, произведен расчет характеристик систем заземления и областей защиты от прямых ударов молнии. Помимо прочего, осуществлена оценка соответствия применяемого оборудования требованиям, предъявляемым в условиях короткого замыкания. Особое внимание уделено подбору современного оборудования: для РУ 110 кВ выбраны элегазовые выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 с трансформаторами тока ТВ-110, разъединители РГ-СВЭЛ-110/1000; для РУ 35 кВ – выключатели ВГБ-УЭТМ-35; для РУ 6 кВ – выключатели ВВ-СВЭЛ. Релейная защита выполнена на базе микропроцессорных терминалов «Сириус-ТЗ». Защита от перенапряжений обеспечена установкой ОПН на вводах. Защита от молнии обеспечивается молниеотводами, размещенными на территории подстанции.

Электроснабжение собственных нужд реализовано через два трансформатора 6/0,4 кВ, освещение территории - прожекторными мачтами.

Экономический анализ показал срок окупаемости 5 лет при прогнозируемой прибыли 227 млн рублей через 10 лет. Экологическая оценка

подтвердила минимальное воздействие на окружающую среду, предусмотрены мероприятия по рекультивации.

Таким образом, представленная выпускная квалификационная работа отвечает актуальным стандартам и гарантирует бесперебойное электроснабжение потребителей. Цели ВКР достигнуты в полном объеме.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» [Электронный ресурс] URL: [https://acs-nnov.ru/assets/files/sp\\_131.13330.2020\\_stroitelnyaya\\_klimatologiya\(1\).pdf](https://acs-nnov.ru/assets/files/sp_131.13330.2020_stroitelnyaya_klimatologiya(1).pdf) (Дата обращения: 5.04.2025).
2. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, Ч. 2: учеб. пособие / Н. В. Савина. Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. – Благовещенск: АмГУ, 2022. – 191 с.
3. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: [https://energeteek.ru/images/users\\_images/ntd/ntd\\_331/СТО\\_56947007-29.240.30.-010-2008\\_Схемы\\_принципиальные\\_электрические\\_РУ\\_ПС\\_35-750\\_кВ.\\_Типовые\\_решения.pdf](https://energeteek.ru/images/users_images/ntd/ntd_331/СТО_56947007-29.240.30.-010-2008_Схемы_принципиальные_электрические_РУ_ПС_35-750_кВ._Типовые_решения.pdf) (Дата обращения: 7.04.2025).
5. ГОСТ 15150-69 – 1971. ИПК издательство стандартов. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – введ. 1971–01–01. – Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1971. – 84 с.
6. Распоряжение от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года» // Правительство Российской Федерации, 2020. – 84 с.
7. ГОСТ Р 52735 –2007. Федеральное агентство. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – введ. 2008–07–01. – Москва : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии; М. : Изд-во стандартов,

2008. – 39 с.

8. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 330 с.

9. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них: учеб. пособие / Н. В. Савина. Амур. гос. ун-та АмГУ, Энергет. фак. - Благовещенск: АмГУ, 2015. – 191 с.

10. Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 56947007-29.130.15.114-2012 руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/064/sb12bv0zc7jdpXu5utnm1891q68k98qe/CTO%2056947007-29.130.15.114-2012.pdf> (Дата обращения: 13.04.2025).

11. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 г. N 6 «Об утверждении Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/> (Дата обращения: 14.04.2025).

12. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Амур. гос. ун-та АмГУ, Энергет. фак. - Благовещенск: АмГУ, 2017. – 160с.

13. Приказ управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 06.12.2024 № 142-пр/э // Аппарат губернатора Амурской области и правительства Амурской области. – 2024. – № 142-пр/э. – ст. 22.

14. Письмо Минстроя России от 19.02.2025 N 8980-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года» [Электронный ресурс] URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_-498979/96c60c11ee5b73882df84a7de3c4fb18f1a01961/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_-498979/96c60c11ee5b73882df84a7de3c4fb18f1a01961/) (Дата обращения: 16.04.2025).

15. Приказ Минэнерго РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих

устройств) потребителей электрической энергии» [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/71146780/> (Дата обращения: 23.04.2025).

16. Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Амур. гос. ун-та АмГУ, Энергет. фак. – Благовещенск: АмГУ, 2004 . – 201с.

17. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор 2023-2024 [Электронный ресурс] URL: <https://ttransformator.ru/silovie> (Дата обращения: 27.04.2025).

18. Углов, А.В. Статическое реле релейной защиты и автоматизации: Учебное пособие / А. В. Углов, М. Б. Углова. – Сев. гос. ун-та СевГУ, Энергет. фак. - Севастополь: СевГУ, 2021 . – 79с.

19. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК.

20. Мясоедов, Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская – Амур. гос. ун-та АмГУ, Энергет. фак. – Благовещенск: АмГУ, 2014 . – 87с.

21. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор 2023-2024 [Электронный ресурс] URL: <https://ttransformator.ru/silovie> (Дата обращения: 2.05.2025).

22. Баковый выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/> (Дата обращения: 8.05.2025).

23. Разъединитель горизонтальный РГ(Н)-СВЭЛ-110 [Электронный ресурс] URL: <https://svel.ru/catalog/vysokovoltnaya-apparatura/razediniteli/razediniteli-rg-svel-110/> (Дата обращения: 2.05.2025).

24. Трансформатор НАМИ 110 [Электронный ресурс] URL: <https://www.ramenergy.ru/products/nami-110/?ysclid=mbc1r119q5795779187> (Дата обращения: 2.05.2025).

25. Ограничитель перенапряжения 110 [Электронный ресурс] URL: <https://fsk-nsk.ru/katalog/zazemlenie-i-molniezaschita/ogranichiteli-perenapryazheniya/ogranichiteli-perenapryazheniya-dlya-setey-0-22-0-66-kv/ogranichitel-perenapryazheniya?ysclid=m9zcyj22rdh709720780> (Дата обращения: 2.05.2025).
26. Баковый выключатель ВГБ-УЭТМ-35 [Электронный ресурс] URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> (Дата обращения: 8.05.2025).
27. Разъединитель горизонтальный РГ-СВЭЛ-35 [Электронный ресурс] URL: <https://svel.ru/catalog/vysokovoltная-apparatura/razediniteli/vysokovoltnye-razediniteli-rg-svel-35/> (Дата обращения: 9.05.2025).
28. Трансформатор НАМИ 35 [Электронный ресурс] URL: <https://www.ramenergy.ru/products/nami-35-germetichnyy/?ysclid=mbc27czzin215-876235> (Дата обращения: 30.04.2025).
29. Ограничитель перенапряжения 35 [Электронный ресурс] URL: <https://fsk-nsk.ru/katalog/zazemlenie-i-molniezaschita/ogranichiteli-perenapryazheniya/ogranichiteli-perenapryazheniy-dlya-setey-3-35-kv/opn-35-ukhl1> (Дата обращения: 9.05.2025).
30. Комплектное распределительное устройство КРУ-СВЕЛ-6 [Электронный ресурс] URL: <https://svel.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-svel-6-10-kv/?ysclid=ma0gfkioi3959177162> (Дата обращения: 13.05.2025).
31. Приказ Минэнерго России от 12.8.2022 г. N 811 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии" [Электронный ресурс] URL: <https://ivo.garant.ru/#/document/40539974-5/paragraph/1:1> (Дата обращения: 15.05.2025).
32. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ред. 29.04.2022) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 15.05.2025).
33. Приказ Минэнерго России от 4.10.2022 г. N 1070 «Об утверждении

Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548» [Электронный ресурс] URL: [https://base.garant.ru/405885259/#block\\_21](https://base.garant.ru/405885259/#block_21) (Дата обращения: 16.05.2025).

34. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 25.12.2023) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 16.05.2025).

35. Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

36. Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503) [Электронный ресурс] URL: <https://minjust.consultant.ru/special/documents/document/42706> (Дата обращения: 17.05.2025).