

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

«_____» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции 110/6 кВ горно-обогатительного
комплекса Хвойный в Республике Саха Якутия

Исполнитель

студент группы 942-об1

(подпись, дата)

А.А. Святюк

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Святюк Артема Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции 110/6 кВ горно-обогатительного комплекса Хвойный в Республике Саха Якутия

(утверждено приказом от _08042029_ № _794уч_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 19.06.2023

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Выбор и проверка силовых трансформаторов. 4. Расчёт токов короткого замыкания 5. Выбор и проверка оборудования ПС 110 кВ Хвойная. 6. Релейная защита и автоматика. 7. Молниезащита и заземление. 8. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема подключения к сети ПС 110 кВ Хвойная. 2. Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Хвойная. 3. План ПС 110 кВ Хвойная. 4. ОПУ-ЗРУ 6 кВ ПС 110 кВ Хвойная. 5. Молниезащита и заземление ПС 110 кВ Хвойная. 6. Схема релейной защиты и автоматики силового трансформатора

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич доцент, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 119 с., 10 рисунков, 30 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, КОМПОНОВКА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, УРОВЕНЬ ШУМА.

Проектируемая ПС 110 кВ Хвойная предназначена для приема, трансформации и распределения электрической энергии для нужд строительства и эксплуатации горно-обогатительного комбината на месторождении «Хвойное».

Условие необходимости строительства ПС выполняется исходя из обеспечения потребностей в электроэнергии АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»

Полученным результатом является спроектированная подстанция, отвечающая современным требованиям и обеспечивающая надежное электроснабжение потребителей АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания».

Новизна заключается в выборе оптимального варианта при проектировании подстанции, основанном на применении современных и эффективных решений.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Общие сведения	10
1.2 Обоснование необходимости сооружения ПС	12
1.3 Расчет электрической нагрузки ПС 110 кВ Хвойная	12
2 Основные технические решения	14
2.1 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников	14
2.2 Техничко-экономическое сравнение компоновки	15
2.3 Обоснование принятой схемы электроснабжения	18
2.4 Общая информация	19
2.5 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	20
3 Выбор и проверка силовых трансформаторов	21
3.1 Проверка силовых трансформаторов	21
4 Расчёт токов короткого замыкания	24
4.1 Расчет токов короткого замыкания	24
5 Выбор и проверка оборудования ПС 110 кВ Хвойная	30
5.1 Выбор и проверка выключателей	30
5.2 Выбор разъединителей	35
5.3 Выбор трансформаторов тока	39
5.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	45
5.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	50
5.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	57
5.7 Решения по организации оперативного постоянного тока	60
6 Релейная защита и автоматика	66
6.1 Общие сведения об РЗА	66
6.2 Решения по организации РЗА ПС 110 кВ Хвойная	67
6.3 Решения по организации РЗА 110 кВ	69

6.4	Центральная сигнализация	72
6.5	Управление	72
6.6	Оперативная блокировка разъединителей	73
6.7	Регистрация нормальных и аварийных процессов	73
6.8	Вторичные соединения	73
6.9	Решения по АПВ	74
6.10	Релейная защита и автоматика элементов КРУ 6 кВ	74
6.11	Расчет уставок защит трансформатора 110/6	76
7	Молниезащита и заземление	80
7.1	Заземление опор ВЛ	80
7.2	Мероприятия по заземлению ПС	81
7.3	Расчет контура заземления ПС	82
7.4	Мероприятия по молниезащите	87
8	Безопасность и экологичность	92
8.1	Безопасность	92
8.2	Экологичность	99
8.3	Пожарная безопасность	101
	Заключение	114
	Библиографический список	116
	Приложение А	119

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 9467-75 «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей»;
- ГОСТ 29280-92 и 51317.4.1.-2000 (МЭК 1000-4-1-92 и 61000-4-1-2000) «Совместимость технических средств электромагнитная»;
- ГОСТ 12.1.011-78. «Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;
- ГОСТ 12.1.018-93 «Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества»;
- ГОСТ 30403-96 «Конструкции строительные. Метод определения пожарной опасности»;
- СТО 56947007-29.240.30.010-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;
- СТО 56947007- 29.240.10.248-2017 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства».

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АВР – Автоматическое включение резерва;

АИИС КУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

АСУ – Автоматизированная система управления;

ЕЭС – Единая энергетическая система;

ЗРУ – Закрытое распределительное устройство;

ОПУ – Общеподстанционный пункт управления;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ПС – Подстанция;

ПУЭ – Правила устройства электроустановок;

ТН – Трансформатор напряжения;

ТП – Трансформаторная подстанция;

ТТ – Трансформатор тока;

УСПД – Устройство сбора и передачи данных;

ЩСН – Щит собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

Проектируемая ПС 110 кВ Хвойная предназначена для нужд строительства и эксплуатации горно-обогатительного комбината на месторождении «Хвойное».

Условие необходимости строительства ПС выполняется исходя из обеспечения потребностей в электроэнергии АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»

Проектом предусматривается следующий объем работ:

- Новое строительство ПС 110 кВ Хвойная.

При разработке основных проектных решений по проектированию ПС 110 кВ Хвойная» использовались следующие исходные данные:

- Картографические материалы района строительства объекта;
- Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 годы.

Тема ВКР – «Проектирование подстанции 110/6 кВ горно-обогатительного комплекса Хвойная, Республика Саха Якутия».

Актуальность темы состоит в необходимости присоединения вновь вводимых объектов горно-обогатительного комплекса Хвойная, Республика Саха Якутия.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- разработать технические решения по проектированию ПС;
- разработать технические решения по проектированию системы РЗА;
- определить принципы организации, функциональный и количественный состав и места расстановки устройств РЗА.
- рассчитать токи КЗ на проектируемой ПС;
- выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- произвести экономическую оценку принятых технических решений;
- оценить безопасность и экологичность проекта.

Основная часть выпускной квалификационной работы состоит из:
следующих разделов:

1. Характеристика района проектирования;
2. Основные технические решения;
3. Выбор и проверка силовых трансформаторов;
4. Расчёт токов короткого замыкания;
5. Выбор и проверка оборудования ПС 110 кВ Хвойная;
6. Релейная защита и автоматика;
7. Молниезащита и заземление.
8. Безопасность и экологичность.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее лицензионное и свободно-распространяемое программное обеспечение:

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

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Общие сведения

Проектируемая ПС 110 кВ Хвойная предназначена для приема, трансформации и распределения электрической энергии для нужд строительства и эксплуатации горно-обогатительного комбината на месторождении «Хвойное».

В административном отношении проектируемая ПС расположена на территории Республики Саха (Якутия) и землях лесного фонда, водного фонда, промышленности, энергетики и иного специального назначения.

Проектируемый объект строительства находится на территории ГОКа Хвойная, расположенного, в административном отношении, на территории района Республики Саха (Якутия).

Микрорельеф территории строительства сравнительно спокойный, слабоволнистый. Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до -50, -65°C) и высокими летними (до 20-35°C) температурами. Разность средних температур самого теплого и самого холодного месяца достигает 45-65°C. Наибольшие величины этих разностей свойственны долинам и котловинам.

Климат Якутии весьма суров, на большей части территории резко континентален и засушлив, что определяется ее географическим положением и своеобразием атмосферных процессов, обусловленных значительным удалением и защищенностью горными массивами от Атлантического и Тихого океанов.

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до -50, -65°C) и высокими летними (до 20-35°C) температурами. Разность средних температур самого теплого и самого холодного месяца достигает 45-65°C. Наибольшие величины этих разностей свойственны долинам и котловинам.

а) Ветровой режим

Летом преобладающими являются ветры северных направлений, за исключением горных и речных долин, где направление ветра зависит от их ориентации и степени защищенности.

В зимнее время скорости ветра бывают небольшими, преобладают южные, юго-западные и западные направления, наименьшие скорости ветра наблюдаются в январе и феврале (1-2 м/с), максимальные редко превышают 10-12 м/с.

б) Осадки

Годовое количество осадков колеблется в пределах 500-600 мм, 70 % выпадает в теплый период.

в) Снежный покров

На большей части территории снежный покров залегает в течение 220-250 дней в году, высота снежного покрова составляет 20-30 см и увеличивается в бассейне Верхнего Алдана (более 50 см). Средняя дата образования устойчивого среднего покрова 6-11 октября, разрушения 6-11 мая.

Территория района приравнена к районам Крайнего Севера.

Климат района арктический, резко-континентальный. Климатический район – ІА -Таблица 1.1

Таблица 1.1 – Общие климатические характеристики

Характеристика	-
1	2
Абсолютная температура воздуха, минимум, °С максимум, С	- 64,4 + 29,9
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченность 0,92	-50
Расчетная температура самых холодных суток, обеспеченность 0,98	-53

1	2
Средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	-21,6
Средняя продолжительность теплого периода года с температурой воздуха $> 0^{\circ}\text{C}$	151
Суточный максимум осадков, мм	70
Среднегодовое число дней со среднесуточной температурой воздуха - 40°C и ниже	47
Число дней в году с устойчивым снежным покровом	210
Район по гололеду	II
Район по ветру	IV

1.2 Обоснование необходимости сооружения ПС

ПС 110 кВ Хвойная разрабатывается для обеспечения электроэнергией горно-обогатительного комбината, расположенного на месторождении "Хвойное".

Условие необходимости строительства ПС выполняется исходя из обеспечения потребностей в электроэнергии АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»

Проектом предусматривается следующий объем работ:

- Новое строительство ПС 110 кВ Хвойная.

При разработке основных проектных решений по проектированию ПС 110 кВ Хвойная» использовались следующие исходные данные:

- Картографические материалы района строительства объекта;
- Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 годы.

1.3 Расчет электрической нагрузки ПС 110 кВ Хвойная

Отходящие фидера 6 кВ ПС 110 кВ Хвойная

Согласно данным, полученным в период прохождения производственной преддипломной практики РУ 6 кВ ПС 110 кВ Хвойная имеет нагрузку приведенную в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Отходящая нагрузка от фидеров 6 кВ ПС 110 кВ Хвойная

Наименование	Нагрузка, МВА	Ираб.мах, А
ТР-6 ТСН-1	0,4	36,7
Ввод N3 6 кВ от РУ-6 кВ энергокомплекса (1 секция)	4,0	367,01
Вывод N1 6 кВ от РУ-6 кВ энергокомплекса (1 секция)	4,0	275,25
Вывод №1 6 кВ к РУ-6 кВ ГКОФ	2	137,63
Вывод N2 6 кВ от РУ-6 кВ энергокомплекса (2 секция)	3,0	275,25
Вывод №2 6 кВ к РУ-6 кВ ГКОФ	2	137,63
Ввод N4 6 кВ от РУ-6 кВ энергокомплекса (2секция)	4,0	367,01
ТР-6 ТСН-2	0,4	36,7
Итого	24	2000

Исходя из анализа таблицы 1.2 можно сделать вывод что нагрузка ПС 110 кВ Хвойная на III этапе составит 24 МВА

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников

Питание ПС в нормальном (рабочем) режиме может осуществляться от следующей ВЛ:

– ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойная, отходящей от ПС 220 кВ Томмот.

Под аварийными ситуациями на ПС подразумеваются повреждения силовых трансформаторов, высоковольтного оборудования, кабелей и потеря электроснабжения собственных нужд напряжением 0,4 кВ.

При возникновении аварийного режима работы ПС применяются следующие меры в соответствии с проектными решениями:

– секционирование распределительных устройств 110 и 6 кВ;

Если один из силовых трансформаторов Т-1 или Т-2 выйдет из строя, то питание РУ 6 кВ будет осуществляться от работающего трансформатора. Таким образом, потребители получают мощность 25 МВА.

Чтобы избежать возникновения аварийных ситуаций из-за повреждения силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и высоковольтного оборудования на ПС, были предусмотрены меры предосторожности.

– установка ОПН 110, 6 кВ;

– устройство молниезащиты;

– секционирование распределительных устройств 110, 6 кВ;

– аварийное удаление масла на Т-1 и Т-2.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций, связанных с повреждением силовых кабелей, проект предусматривает:

Необходимо установить отдельную поддержку для резервирования электрических кабелей с разным уровнем напряжения.

Требуется использование проводов с малогорючей изоляцией.

Переформулируйте: (нг-LS, нг-FRLS)

Для защиты кабелей используется огнезащитная терморасширяемая паста, которая основана на воднополимерной дисперсии с добавлениями функциональных органических и минеральных наполнителей.

Для предотвращения возникновения непредвиденных обстоятельств, связанных с повреждением сетей 0,4 кВ, предусмотрены следующие меры:

– Обеспечение электропитания для потребителей, которые используют СН 0,4 кВ от секций I С.Ш. 0,4 и II С.Ш. 0,4".

Устройство автоматического ввода резерва мощности (АВР) для сети напряжением 0,4 кВ.

– секционирование распределительного устройства 0,4 кВ.

2.2 Технико-экономическое сравнение компоновки

В настоящем разделе приведено технико-экономическое сравнение компоновки и конструктивных решений по рекомендуемой схеме РУ-110 кВ №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Схемы электрические принципиальные и планы ПС 110 кВ Хвойная представлены на чертежах графической части ВКР.

Основные показатели технико-экономического сравнения компоновочных решений по строительству ПС 110 кВ представлены в таблице 3.1 и таблице 3.2.

Настоящими решениями рассматривается три варианта компоновки ПС:

1. Вариант №1 применение РУ 110 кВ в исполнении ОРУ 110 кВ с установкой баковых элегазовых выключателей со встроенными трансформаторами тока.

2. Вариант №2: применение РУ 110 кВ в исполнении ОРУ 110 кВ с установкой колонковых элегазовых выключателей с выносными трансформаторами тока.

3. Вариант №3: применение РУ 110 кВ в исполнении ОРУ 110 кВ с установкой маломасляных выключателей со встроенными трансформаторами тока.

Таблица 3.1 – Экономические показатели

Наименование оборудования	Вариант №1		Вариант №2		Вариант №3	
	Кол-во, шт./м	Стоимость млн. руб.	Кол- во, шт./м	Стоимость млн. руб.	Кол- во, шт./м	Стоимость млн. руб.
		с НДС		с НДС		с НДС
1	2	3	4	5	6	7
Экономические показатели						
Оборудование 110 кВ						
Трансформатор силовой	2	72,48	2	72,48	2	72,48
Элегазовый выключатель баковый 110 кВ	4	118,27	-	-	-	-
Элегазовый колонковый выключатель баковый 110 кВ	-	-	4	67,24	-	-
Выключатель маломасляный 110 кВ	-	-	-	-	4	45,24
Трансформатор тока выносной 110 кВ	-	-	8	15,42	-	-
Разъединитель трехполюсный 110 кВ	2	1,7	16	13,6	16	13,6
Заземлитель нейтрали силового трансформатора 110 кВ	2	0,59	2	0,59	2	0,59

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Трансформатор напряжения 110 кВ	2	6,07	2	6,07	2	6,07
Ограничитель перенапряжений 110 кВ	6	0,74	17	0,74	17	0,74
Прочие затраты приняты от стоимости оборудования	-	166,07	-	172,9	-	240,05
<i>Итоговая стоимость оборудования с НДС на 2 кв. 2023 г, млн.руб.:</i>		805,27		953,68		809,47

Таблица 3.2 – Технические показатели

Технические показатели			
Наименование параметра	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Занимаемая площадь строительства ПС, м ²	4453	5609	5904
Занимаемая площадь строительства здания ОПУ-ЗРУ 6 кВ, м ²	243	243	243
Габаритные размеры ПС, м	73x61	79x71	82x72

К дальнейшему проектированию рекомендуется применить компоновку ПС 110 кВ Хвойная на основании следующих критериев и преимуществ:

- разница между вариантами №1 и №2 составляет порядка 148,41 млн. руб. (18,42%);

- разница между вариантами №1 и №3 составляет порядка 4,2 млн. руб. (0,52%);

- меньшая стоимость строительства по сравнению с вариантами №2 и №3;
- при применении компоновочных решений распределительных устройств ПС на варианте 1 примерно на 25-30% уменьшаются габариты площадки для размещения ПС в отличие от размещения на маломасляных и колонковых выключателях (73х61 м для варианта №1, против 79х71 м и 82х72 м для вариантов №2, №3 соответственно), что в свою очередь влияет на величину строительно-монтажных работ в целом, в особенности на величину объемно-планировочных работ, составляющих десятки тысяч кубометров разрабатываемого грунта для устройства равнинных поверхностей для строительства ПС;

- повышенная безопасность эксплуатации;

- существенно сокращается время строительства ПС (максимальная заводская готовность поставляемых блоков с оборудованием, меньшее количество единиц оборудования);

- компоновка оборудования в одном блоке (выключатель, трансформаторы тока и разъединители) позволяет уменьшить требования к необходимому пространству между оборудованием ПС;

- периодичность обслуживания подстанций, оснащенных элегазовыми устройствами, снижается в три-четыре раза за счет комплектного исполнения оборудования, что позволит снизить затраты на дальнейшее обслуживание оборудования;

- полная заводская сборка элегазовых устройств и их испытания.

2.3 Обоснование принятой схемы электроснабжения

Исходя из анализа сравнения технико-экономических параметров различных вариантов конструкций, изложенных в разделе 3.2 данной ВКР, были приняты основополагающие решения по ПС.

Согласно типовой схеме №110-9, было выполнено подключение линии электропередач на напряжении 110 кВ с использованием одной системы шин, разделенной на рабочие секции с выключателями.

Выполнение РУ 6 кВ соответствует стандартной схеме 6-1, которая включает одну секционированную систему шин с выключателем.

На втором листе графической части выпускной квалификационной работы представлена принципиальная электрическая схема ПС.

План ПС представлен на листе 3 графической части ВКР.

При создании основных схем электропитания были учтены следующие исходные параметры.

- район размещения ПС;
- необходимо проанализировать нагрузки за предыдущие годы и предсказать их рост в будущем, с учетом распределения по уровням напряжения и категориям.

- число, мощность и номинальное напряжение трансформаторов, соотношения номинальных мощностей обмоток трансформаторов;". Ответ должен содержать только перефразировку, без комментариев.

- количество, мощность и номинальное напряжение трансформаторов, а также соотношение мощностей их обмоток."

- необходимость регулирования напряжения на шинах ПС и применение дополнительных устройств для поддержания качества электроэнергии.

- число присоединяемых линий 110, 6 кВ и их нагрузки;

- рекомендации по схеме электрических соединений ПС;

- режимы заземления нейтралей трансформаторов.

Для сокращения расходов на электричество используется новое оборудование с низким энергопотреблением, автоматический подогрев приводов коммутационных устройств и шкафов для наружной установки, использование сталеалюминиевого провода в силовых распределительных устройствах и энергосберегающие светодиодные лампы.

2.4 Общая информация

Проектной документацией предусмотрено строительство ПС 110 кВ Хвойная в составе:

- 1) установка силовых трансформаторов 110/6;
- 3) строительство здания ОПУ-ЗРУ для установки ячеек КРУ 6 кВ, а также для установки сухих трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ, панелей

собственных 0,4 кВ, панелей РЗА, АСУ ТП и АИИС КУЭ. В здании также будут расположены вспомогательные помещения;

- 4) организация релейной защиты, систем связи и телемеханики;
- 5) организация собственных нужд 400/230 В;
- 7) организация заземления, молниезащиты территории ПС.

2.5 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для обеспечения резервирования электроприёмников 1-й и 2-й категорий на ПС предусматриваются следующие мероприятия:

- взаиморезервирование секций шин 110, 6 кВ;
- взаиморезервирование силовых трансформаторов Т-1 и Т-2;
- взаиморезервирование трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2.

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет: 22 МВт, в два этапа:

На I этапе – энергопринимающих устройств максимальной мощностью 15 МВт;

На II этапе – увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств на 7 МВт до величины 24 МВт (с учетом максимальной мощности I этапа).

Категория надежности электроснабжения энергопринимающих устройств:

- На I этапе – III категория надежности электроснабжения – 15 МВт;
- На II этапе – III категория надежности электроснабжения – 24 МВт.

3.1 Проверка силовых трансформаторов

Согласно действующим нормативам, мощность трансформаторов на понижающих подстанциях следует подбирать таким образом, чтобы в случае отключения одного трансформатора (запланированного или аварийного), работающий трансформатор мог обеспечить электроснабжение всех подстанционных потребителей, с учетом максимальной нагрузки на 40%. Этот режим, как правило, достигается при загрузке каждого из двух трансформаторов на 70% во время пиковой нагрузки [11].

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{ср}}$ – активной мощности, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная мощность, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 24 МВт.

$$P = \frac{S}{\cos(\varphi)} \quad (3.2)$$

$$Q_{\text{HH}} = P \cdot \operatorname{tg}(\varphi) \quad (3.3)$$

$$Q_{\text{HH}} = 24 \cdot 0,75 = 18 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(24)^2 + (18)^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,8 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей приняты решения на ПС 110/6 кВ Хвойная по установке двух трансформатора напряжением 110/6 кВ, мощность силовых трансформаторов 25 МВА каждый.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (3.4)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{24}{2 \cdot 25} = 0,5$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (3.5)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{24}{25} = 0,96.$$

Коэффициент загрузки находится в допустимых пределах.

Таблица 3.1 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ А	Ном. напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН	
ТДН-25000/110	25000	115	6,3	УН/ D-11

ТДН-25000/110-У1 - это двух обмоточный трансформатор класса 110 кВ, производимый Тольяттинским Трансформаторным заводом. Он предназначен для работы на электрических сетях с глухозаземленной нейтралью и обладает системой охлаждения «М», «Д» или «ДЦ». Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), имеющие диапазон регулирования напряжения на нейтрали обмотки высокого напряжения от 16% до 9 ступеней ($\pm 14,24\% \pm 8$ ступеней), могут работать без регулирования напряжения на сторонах среднего напряжения.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет произведен в целях проверки основного оборудования 110 кВ, 6 кВ, выбранного по токам нагрузки, для расчета релейной защиты и элементов схемы электрических соединений подстанции.

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета короткого замыкания на сторонах ПС 110 кВ Хвойная необходимо использовать схему замещения, включающую реальные элементы с их собственными индуктивными сопротивлениями, а также нагрузки, систему сопротивлений и ЭДС.

На рисунке 4.1 показана схема замещения, используемая для вычисления симметричного трехфазного короткого замыкания.

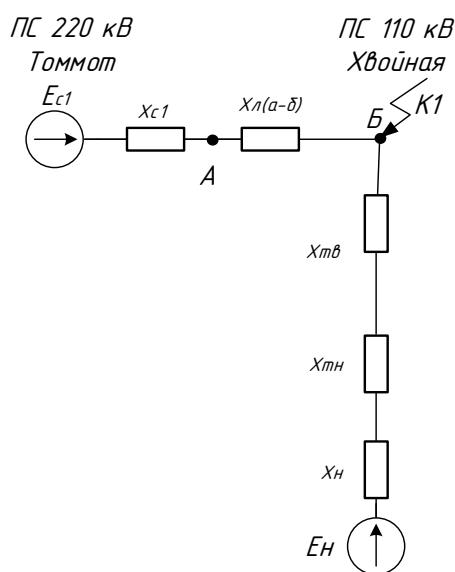


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета трехфазного КЗ на

4.1.1 Определение параметров элементов схемы замещения

Поскольку расчёт производится с помощью метода приближенного приведения в относительных единицах, мы принимаем базисные условия

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}; \quad (4.1)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать:

$$X_c = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_K}, \quad (4.2)$$

где I_K - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы.

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,6} = 0,314 \text{ о.е.}$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_H} \text{ о.е.} \quad (4.3)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100}{10} = 3,5 \text{ о.е.}$$

Индуктивные сопротивления трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательностей равны, о.е:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_H}, \quad (4.4)$$

где i – сторона обмотки трансформатора.

Расчет индуктивных сопротивлений трансформатора ПС 110 кВ:

$$X_{ТВ} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,44 \text{ о.е.};$$

$$X_{ТН} = \frac{5,5 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,22 \text{ о.е.};$$

Рассчитаем сопротивление нагрузок:

$$X_{Н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{Н}} \text{ о.е.} \quad (4.5)$$

$$X_{Н} = 0,35 \cdot \frac{100}{22} = 1,59 \text{ о.е.};$$

Сопротивления линий считаем:

$$X_{Л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2} \text{ о.е.}, \quad (4.6)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии,
для ВЛ 110 кВ $x_0 = 0,42$ Ом/км.

L - длина линии.

Рассчитаем сопротивление линии на участке между ПС 220 кВ Томмот и ПС 110 кВ Хвойная.

$$X_{Л} = 0,42 \cdot 14,5 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,046 \text{ о.е.}$$

Напряжение короткого замыкания для различных обмоток $U_{кВ}=11\%$:

4.1.2 Приведение схемы замещения к расчетному виду

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают до простейшего вида, представляя ее в виде одной ветви или семейства радиальных ветвей, сходящихся в месте КЗ. Каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения.

Рассмотрим вычисление трехфазного короткого замыкания на стороне высокого напряжения подстанции Хвойная с напряжением 110 кВ.

Схему замещения сокращаем до представленной на рисунке 4.2.

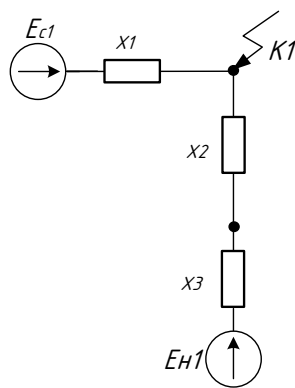


Рисунок 4.2 – Преобразование исходной схемы

$$X_1 = X_{c1} + X_{л.аб} = 0,036 \text{ о.е.} \quad (4.7)$$

$$X_2 = X_{Тв} = 0,275 \text{ о.е.} \quad (4.8)$$

$$X_3 = X_{Тн} + X_{н1} = 1,86 \text{ о.е.} \quad (4.9)$$

Следующие преобразования заменим параллельные ветви, содержащих ЭДС, на одну эквивалентную рисунки 4.3,4.4:

$$X_5 = X_2 + X_3 = 2,08 \quad (4.10)$$

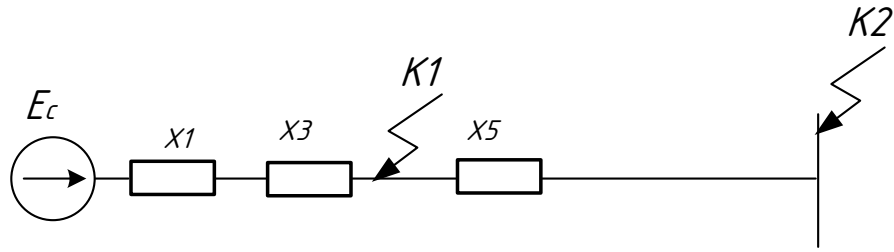


Рисунок 4.3 – Преобразование исходной схемы

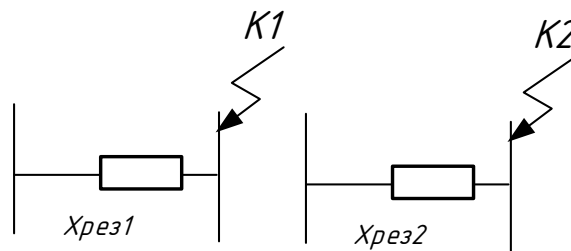


Рисунок 4.4 – Преобразование исходной схемы

В ходе преобразований получаем $X_{рез1}=1,57$, $X_{рез2}=1,83$.

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{П0} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \cdot I_{баз} \tag{4.11}$$

Со стороны системы 110 кВ получаем следующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{П0.1} = \frac{1}{1,57} \cdot 0,502 = 0,322 \text{ кА};$$

$$I_{П0.2} = \frac{1}{1,83} \cdot 9,164 = 4,989 \text{ кА} .$$

В таблице 4.1 представлены максимальные расчетные значения токов короткого замыкания (КЗ) на шинах напряжением 110 и 6 кВ для ПС 110 кВ Хвойная. Более подробные расчеты токов короткого замыкания описаны в Приложении А.

Таблица 4.1 - Значения токов короткого замыкания

Наименование	Ток КЗ, кА	
	Трехфазные КЗ, А	Однофазные КЗ, А
ПС 110 кВ Хвойная, шины 110 кВ	0,322	0,415
ПС 110 кВ Хвойная, шины 6 кВ за трансформатором	4,989	-

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПС 110 КВ ХВОЙНАЯ

Оборудование 110 кВ ПС 110 кВ Хвойная устанавливается на ОРУ 110 кВ.

Проектом предусматривается обслуживание подстанции силами оперативной выездной бригады, постоянное присутствие обслуживающего персонала на территории ПС настоящими проектными решениями не предусматривается.

Климатическое исполнение оборудования, установленного на открытой части ПС предусматривается «ХЛ1».

В настоящем проекте основное оборудование ПС выбрано по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, учтена температура наружного воздуха, степень загрязнения атмосферы и сейсмичность площадки.

При выборе оборудования и ошиновки учтены нормальные эксплуатационные, ремонтные, аварийные, послеаварийные режимы, а также перегрузочная способность оборудования.

5.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч.} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}; \quad (5.1)$$

где $I_{ном.расч.}$ – номинальный расчетный ток кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.}; \quad (5.2)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (5.3)$$

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл.} \quad (5.4)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$t_{откл.}$ – время отключения тока КЗ, с.

5.1.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного выключателя 110 кВ:

По номинальному напряжению:

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

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

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

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

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}} = 20 \text{ кА}; I_{\text{но}} = 0,415 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{но.}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,415 = 0,94 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 0,415^2 \cdot 3 = 0,43 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

Результаты выбора проверки выключателей 110 кВ представлены в таблице 5.1. Принимаем для установки выключатель типа Выключатель элегазовый баковый, ВТБ-110.

Таблица 5.1 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Наименование ячейки	По электродинамической стойкости		По термической стойкости		По току отключения выключателя	
	Критерий выбора $i_{дин} \geq i_{уд.}$		Критерий выбора $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$		Критерий выбора $I_{откл.} \geq I_{по.}$	
	$i_{уд.}$, кА	$i_{дин}$, кА	B_k	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{по.}$, кА	$I_{откл.}$, кА
Ячейка №1	0,94	51	0,43	1200	0,415	20
Ячейка №2	0,94	51	0,43	1200	0,415	20
Ячейка №3: ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойная / Т-1	0,94	51	0,43	1200	0,415	20
Ячейка №4	0,94	51	0,43	1200	0,415	20
Ячейка №5: Секционный выключатель	0,94	51	0,43	1200	0,415	20
Ячейка №6: Т-2	0,94	51	0,43	1200	0,415	20

5.1.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного выключателя 6 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 6 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2970 \text{ А};$$

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

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 20 \text{ кА}; I_{по.} = 4,99 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,64,99 = 11,29 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 51 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 4,99^2 \cdot 3 = 74,7 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k.$$

Результаты выбора проверки выключателей 6 кВ представлены в таблице 5.2. Принимаем для установки выключатели Вакуумный выключатель, ВВ-РА-10.

Таблица 5.2 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Наименование ячейки	По электродинамической стойкости		По термической стойкости		По току отключения выключателя	
	Критерий выбора $i_{дин} \geq i_{уд}$.		Критерий выбора $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$		Критерий выбора $I_{откл.} \geq I_{по.}$	
	$i_{уд}$, кА	$i_{дин}$, кА	B_k	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	$I_{по.}$, кА	$I_{откл.}$, кА
1	2	3	4	5	7	8
Ячейка 1, 12: Ввод Т-1, ввод Т-2.	11,29	51	74,7	1200	4,824	20

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	7	8
Ячейка 1, 12: Ввод Т-1, ввод Т-2.	11,29	51	74,7	1200	4,824	20
Ячейка 3, ячейка 14: ТР 6 ТСН-1, ТР 6 ТСН-2.	11,29	51	74,7	1200	4,824	20
Ячейка 4, 13: Ввод №3 6 кВ от РУ-6 кВ Ввод №4 6 кВ от РУ-6 кВ	11,29	51	74,7	1200	4,824	20
Ячейка 5, 16: Резерв.	11,29	51	74,7	1200	4,824	20
Ячейка 6, 11: Вывод №1 6 кВ к РУ-6 кВ Вывод №2 6 кВ к РУ-6 кВ	11,29	51	74,7	1200	4,824	20
Ячейка 7, 10: Вывод №1 6 кВ к РУ-6 кВ Вывод №2 6 кВ к РУ-6 кВ	11,29	51	74,7	1200	4,824	20
Ячейка 8: СВ	11,29	51	74,7	1200	4,824	20

Выводы по разделу 5.1: Принятые к установке выключатели 110 и 6 кВ удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть приняты к установке.

5.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети} ;$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.};$$

- по конструкции;
- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.};$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.} \quad (5.5)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (5.6)$$

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл.} \quad (5.7)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$t_{откл.}$ – время отключения тока КЗ, с.

5.2.1 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки разъединителя 110 кВ:

По номинальному напряжению:

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

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

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

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

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,415 = 0,94 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 0,415^2 \cdot 3 = 0,43 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

Результаты проверки и выбора разъединителей представлены в таблице 5.3. Все выбранные разъединители удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 5.3 – Проверка разъединителей 110 кВ

Наименование ячейки	По электродинамической стойкости		По термической стойкости	
	Критерий выбора $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$		Критерий выбора $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	
	$i_{\text{уд.}}$, кА	$i_{\text{дин}}$, кА	$B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$
1	2	3	4	5
Ячейка №1 Разъединитель трехполюсный с одним комплектom заз. ножей	0,94	51	0,43	1200

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5
Ячейка №1 Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №2 Разъединитель трехполюсный с одним комплектom заз. ножей	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №2 Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №3: ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойная / Т-1 Разъединитель трехполюсный с одним комплектom заз. ножей	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №3: Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №4 Разъединитель трехполюсный с одним комплектom заз. ножей	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №4 Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №5: Секционный выключатель Разъединитель трехполюсный с одним комплектom заз. ножей	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №5: Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №6: Т-2 Разъединитель трехполюсный с одним комплектom заз. ножей	0,94	51	0,43	1200
Ячейка №6: Т-2 Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами	0,94	51	0,43	1200

Выводы по разделу 5.2: Принятые к установке разъединители 110 кВ РГП-СЭЩ удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть приняты к установке.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Ранее на линии напряжением 110 кВ были установлены выключатели с ТВ-110 трансформаторами тока. Требуется провести расчеты.

Аналогично выбору разъединителей, проверка трансформаторов тока осуществляется на основе следующих параметров:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети} .$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.} .$$

- по току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$$

- по току электродинамической стойкости:

$$i_{дин.} \geq i_{уд.} .$$

- по классу точности.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформатора тока ввода силового трансформатора 110 кВ:

По номинальному напряжению:

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

$$U_{ном.} = U_{ном.сети} .$$

По номинальному току:

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

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

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,415 = 0,94 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 0,415^2 \cdot 3 = 0,43 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

В таблице 5.4 представлены данные о выборе и проверке трансформаторов тока с напряжением 110 кВ.

Все установленные трансформаторы тока с номинальным напряжением 110 кВ соответствуют требованиям, для этого уровня напряжения использован ТВ-110.

Выбор и проверка трансформаторов тока напряжением 6 кВ проводится схожим образом.

Таблица 5.4 – Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

Наименование ячейки	По электродинамической стойкости		По термической стойкости		Тип оборудования, КТТ
	Критерий выбора $i_{дин} \geq i_{уд.}$		Критерий выбора $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$		
	$i_{уд.}, \text{кА}$	$i_{дин}, \text{кА}$	B_{κ}	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	
Ячейка: Секционный выключатель	0,94	51	0,43	1200	Трансформатор встроенный, ХЛ1, КТТ=200/5А.
Ячейка ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойная / Т-1	0,94	51	0,43	1200	Трансформатор встроенный, ХЛ1, КТТ=200/5А.
Ячейка: Т-2	0,94	51	0,43	1200	Трансформатор встроенный, ХЛ1, КТТ=200/5А.

Таблица 5.5 – Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

Наименование ячейки	По электродинамической стойкости		По термической стойкости		Тип оборудования, КТТ
	Критерий выбора $i_{дин} \geq i_{уд.}$		Критерий выбора $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$		
	$i_{уд.}, \text{кА}$	$i_{дин}, \text{кА}$	B_{κ}	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	
1	2	3	4	5	6
Ячейка 1, 12: Ввод Т-1, ввод Т-2.	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6
Ячейка 3, ячейка 14: ТР 6 ТСН-1, ТР 6 ТСН-2.	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5
Ячейка 4, 13: Ввод №3 6 кВ от РУ-6 кВ Ввод №4 6 кВ от РУ-6 кВ	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5
Ячейка 5, 16: Резерв.	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5
Ячейка 6, 11: Вывод №1 6 кВ к РУ-6 кВ Вывод №2 6 кВ к РУ-6 кВ	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5
Ячейка 7, 10: Вывод №1 6 кВ к РУ-6 кВ Вывод №2 6 кВ к РУ-6 кВ	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5
Ячейка 8: СВ	11,29	102	74,7	1600	Трансформатор тока, У2, 3000/5

Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

5.3.1 Расчет по определению мощности вторичных обмоток трансформаторов тока

Необходимо произвести проверку выбранного оборудования к применению к устройствам РЗА.

Проверка ТТ на 10 % погрешность.

Для максимального тока однофазного 110 кВ внешнего короткого замыкания с учетом фактического значения сопротивления нагрузки ЗН.ФАКТ.РАСЧ, расчетная проверка с 10% погрешностью выполняется с учетом длины контрольного кабеля от ТТ до помещения релейных панелей, его сечения и сопротивления токового входа микропроцессорного терминала.

Если использовать обмотки класса точности 10P, то можно сохранить погрешность в размере 10%:

$$Z_{ном} \geq Z_{н.факт.расч.} \cdot \quad (5.8)$$

В технической документации ТТ прописано стандартное значение для кратности тока $K_{ном}$, при котором разрешено использование нагрузочного сопротивления $Z_{ном}$ и обеспечивается полная точность измерений. Для определения допустимого значения $Z_{ном}$ с погрешностью 10%, необходимо рассчитать расчётный ток $I_{макс}$ и использовать предельную кратность K_{10} .

$$K_{расч} = \frac{I_{макс.внешн.}}{I_{ном}} \quad (5.9)$$

где $\frac{I_{макс.внешн.}}{I_{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{макс.внешн.}$ – максимальный расчетный ток внешнего однофазного короткого замыкания.

Выбор ТТ производится с учетом параметров силового трансформатора мощностью 25 МВА, устанавливаемого согласно проекту.

При подключении двух терминалов к одной вторичной обмотке ТТ 110 кВ и однофазном коротком замыкании, сопротивление нагрузки определяется формулой. Учитывается самый сложный случай с двумя терминалами, хотя к ТТ можно подключить как один, так и несколько терминалов:

$$Z_{н.факт.расч} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L}{S} + 2 \cdot R_{\rho} + R_{пер} \quad (5.10)$$

где ρ – удельное сопротивление меди;

L – длина контрольного кабеля, (100 м);

S – сечение контрольного кабеля, (4 мм^2);

R_p – сопротивление дискретного вода терминала РЗА, принимается равным $0,05 \text{ Ом}$;

$R_{\text{пер}}$ – сопротивление контактов, принимается равным $0,1 \text{ Ом}$.

$$Z_{\text{н.факт.расч}} = \frac{2 \cdot 0,0175 \cdot 100}{4} + 2 \cdot 0,05 + 0,1 = 1,075 \text{ Ом.}$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 5.6.

Проверка измерительной обмотки трансформаторов тока

Для измерительных обмоток условие сохранения класса точности в нашем случае $0,5$ будет условие:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z_{\text{н.факт.расч}} \geq 0,25 \cdot Z_{\text{ном}} \quad . \quad (5.11)$$

Сопротивление нагрузки ТТ 110 кВ определяется как:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} = \frac{2 \cdot 0,0175 \cdot 100}{4} + 0,02 + 0,1 = 0,995 \text{ Ом.}$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Результаты проверки трансформаторов тока

Место установки ТТ	Коэффициент трансформации ТТ	Сопротивление вторичной обмотки ТТ $Z_{\text{ном}}$, Ом	Номинальная предельная кратность ТТ K_{10}	Номинальная вторичная нагрузка $S_{\text{ном}}$, ВА	Длина кабеля L , м	Сечение кабеля S , мм^2	Фактическая расчетная нагрузка ТТ $Z_{\text{н.факт.расч}}$, Ом	Максимальный ток внешнего КЗ $I_{\text{макс.внеш}}$, А	$Z_{\text{ном}} > Z_{\text{н.факт}}$
РУ 110 кВ	200/5	1,2	20	30	200	4	1,075	11650	Да
РУ 6 кВ	3000/5	1,2	20	30	50	4		10146	Да

Результат: все установленные трансформаторы тока отвечают необходимым стандартам и пригодны для использования.

5.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

5.4.1 Расчетная проверка трансформаторов напряжения 110 кВ и их вторичных цепей

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам- Таблица 5.7:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- по вторичной нагрузке:

Таблица 5.7 - Общие данные трансформатора напряжения 110 кВ

Варианты использования	
Номинальное напряжение	110
Трансформатор напряжения	Однофазный
Напряжение обмоток, кВ:	
-первичной	$110/\sqrt{3}$
-вторичной основной №1	$0,1/\sqrt{3}$
-вторичной дополнительной №2	0,1
-вторичной основной №3	$0,1/\sqrt{3}$
Параметры вторичных обмоток	
Основной обмотки №1	
- Класс точности	0,5
- Мощность, ВА	50
Дополнительной обмотки	
- Класс точности	3Р
- Мощность, ВА	100

5.4.2 Расчет для схемы звезда. Релейная нагрузка и нагрузка измерительных приборов

Для расчета максимальной нагрузки вторичных обмоток трансформатора напряжения (ТН) определим суммарные нагрузки, включенные на междуфазные напряжения (S_{ab} , S_{bc} , S_{ca}) и на фазные напряжения (S_a , S_b , S_c).

К основной обмотке ТН подключены следующие элементы указанные в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Элементы подключенные к основной обмотке

Элементы	Кол-во	Мощность, ВА	Сум-я мощность, ВА
S_a			
Терминал РАС	1	0,5	0,5
Терминал осн. защиты Т-1	1	0,5	0,5
Терминал рез.защиты Т-1	1	0,5	0,5
Ваттметр	1	1	1
Счетчик комплексный ION - 8600	1	0,5	0,5
S_b			
Терминал РАС	1	0,5	0,5
Терминал осн. защиты Т-1	1	0,5	0,5
Терминал рез.защиты Т-1	1	0,5	0,5
Ваттметр	1	1	1
Вольтметр	1	1	1
Счетчик комплексный ION - 8600	1	0,5	0,5
S_c			
Терминал РАС	1	0,5	0,5
Терминал осн. защиты Т-1	1	0,5	0,5
Терминал рез.защиты Т-1	1	0,5	0,5
Счетчик комплексный ION - 8600	1	0,5	0,5

Суммарная нагрузка на основную обмотку ТН:

$$S_A = 3 \text{ ВА};$$

$$S_B = 4 \text{ ВА};$$

$$S_C = 3 \text{ ВА}.$$

Для проверки ТН берется максимально загруженная фаза.

При соединении вторичных обмоток однофазных ТН в звезду нагрузка, подсчитанная для наиболее загруженной фазы должна сопоставляться с мощностью одной фазы ТН в требуемом классе точности.

При нагрузке на фазу 4 ВА ТН будет работать в классе точности 0,5.

5.4.3 Выбор сечения жил кабелей во вторичных цепях ТН.

Определяем максимальный ток нагрузки ТН:

$$I_{\max TH} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\Sigma}}{U_{TH}}, \quad (5.12)$$

где S_{Σ} – суммарная нагрузка ТН;

U_{TH} – номинальное линейное напряжение вторичной обмотки ТН.

$$I_{\max TH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4}{100} = 0,069 \text{ A}$$

Определяем расчетное сечение жил кабеля на всём участке линии от ТН до шкафа организации цепей напряжения в ОПУ.

Максимально допустимое сопротивление жил кабеля:

$$r_{\max. \text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\max TH}}, \quad (5.13)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимое падение напряжения (для приборов реле равно 1,5В).

$$r_{\max. \text{доп}} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 0,069} = 12,55 \text{ Ом}.$$

Расчетное сечение жил кабеля:

$$S_{рас} = \rho_{Cu} \cdot \frac{l_{каб}}{r_{\max.дон}}, \quad (5.14)$$

где $\rho_{Cu} = 0,0167 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ - удельное сопротивление меди при 20 °С;

$l_{каб}$ - длина кабеля от ТН до ш. Организации цепей напряжения в ОПУ.

$$S_{рас} = 0,0167 \cdot \frac{40}{12,55} = 0,05 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение жилы кабеля и определяем падение напряжения на самом протяженном участке линии, т.е. от ШЗН до ш. Организации цепей напряжения в ОПУ.

Исходя из $S_{рас}$ и условий механической прочности от ШЗН до ш. Организации цепей напряжения в ОПУ принимаем кабель сечением 2,5 мм².

Определяем падение напряжения на этом участке:

$$r_{каб} = \rho_{Cu} \cdot \frac{l_{каб}}{S_{каб}}, \quad (5.15)$$

где $S_{каб}$ - принятое сечение кабеля (одной жилы), мм²;

$r_{каб}$ - сопротивление кабеля.

$l_{каб}$ - длина кабеля от ШЗН до ш. Организации цепей напряжения в ОПУ;

$$r_{каб} = 0,0167 \cdot \frac{32}{2,5} = 0,214 \text{ Ом}.$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_{\max TH} \cdot r_{каб}, \quad (5.16)$$

где ΔU_2 - падение напряжения на участке от ШЗН до ш. Организации цепей напряжения в ОПУ.

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 0,069 \cdot 0,214 = 0,0255 \text{ В.}$$

Потери напряжения находятся в допустимых пределах.

5.4.4 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ

Трансформаторы напряжения 6 кВ выбираются аналогично по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (5.17)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	14	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	14	СЕ 304	14
Итого			128

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (5.18)$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + 96^2} = 160 \text{ ВА}$$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–6-2-У. Технические характеристики представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 6 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7	6
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$6/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	160

5.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
- выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- выбор класса пропускной способности ОПН;
- выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
- определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
- определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

Для повышения надежности предпочтение отдают ОПН с максимальным допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$), превышающим максимальное значение рабочего напряжения сети в месте установки ($U_{нс}$) в соответствии с условием:

$$U_{нр} \geq 1.05 \cdot U_{нс}; \quad (5.19)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, принимая во внимание их амплитуды и продолжительность [17].

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m ; \quad (5.20)$$

где $U_{\text{к}}$ - значение амплитуды квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$ - определяет время, в течение которого происходит квазистационарное перенапряжение, и выражается в секундах;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного квазистационарного перенапряжения длительностью 10 секунд;

m - отражает степень, которая описывает свойства напряжения промышленной частоты в зависимости от времени в ОПН. В качестве усредненного значения можно использовать $m = 0,02$.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.без}} ; \quad (5.21)$$

Значения токов, при которых происходит срабатывание ОПН, отличаются на несколько раз. В ходе проверки взрывозащитного устройства необходимо обеспечить его реакцию при максимально возможных токах в течение нескольких долей секунды, а также при минимальных токах (примерно 0.5 кА) в течение времени до 0.5 с. [17].

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2); \quad (5.22)$$

Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40 %.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}}; \quad (5.23)$$

где $U_{\text{исп50}}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{\text{вн}}$:

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0.15-0.25); \quad (5.24)$$

где $U_{\text{доп}}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{\text{ост.к}}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{\text{гр}}$:

$$A_{\text{гр}} = (U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{исп}} > (0.2-0.25); \quad (5.25)$$

где $U_{\text{исп}}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0.2 – 0.25) – координационный интервал.

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [17].

5.5.1 Проверка ОПН – 110 кВ.

На ОРУ – 110 кВ проверим ОПН типа ОПН-П/33У-110/88/10/2 УХЛ1.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (5.26)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}}; \quad (5.27)$$

где $U_{\text{нрс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

$$U_{\text{н.р.д}} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,38 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (5.28)$$

$$76,38 \leq 88 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}; \quad (5.29)$$

Для выбранного ОПН $I_{в.б}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 0,32 = 0,384 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

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

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р}; \tag{5.30}$$

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

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \tag{5.31}$$

$$\frac{102,62}{80} = 1,28.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{опн} = 1200$ с.

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4$ с.

$$t_{опн} > t; \tag{5.32}$$

1200 > 4 с.

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.ном}} = 252$ кВ.

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (5.33)$$

252 < 295 кВ.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \quad (5.34)$$

где $K_{\text{и}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{и}}=1.35$;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

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

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}} = 201$ кВ.

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}} ; \quad (5.35)$$

$$201 < 286 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

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

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 80 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 76.38 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 0,384 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 286 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$	$l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч}}$

Для других напряжений проверка осуществляется аналогично.

5.5.2 Проверка ОПН -6 кВ.

На РУ – 6 кВ проверим ОПН-П-6/7,2/10/550 УХЛ1.

Расчет ОПН 6 кВ выполнен в соответствии с [17]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

1	2	3
$U_{н.р.ном} = 7,2 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} = 7.28 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}$
$I_{в.б} = 30 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{по} = 5,98 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1.2 \cdot I_{по}$
$t_{опн} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{опн} > t$
$U_{ост.ном} = 36 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр} = 45 \text{ кВ}$	$U_{ост.ном} < U_{ост.гр}$
$U_{ост.к.ном} = 30,7 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} = 50,12 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к}$
$I_{утеч.ном} = 30 \text{ см}$	$I_{утеч} = 22 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} > I_{утеч}$

Проверенные ОПН приведены в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Проверенные ОПН

Распределительное устройство	ОПН
РУ - 110	ОПН-П/33У-110/88/10/2 УХЛ1
РУ-6	ОПН-П-6/7,2/10/550 УХЛ1

5.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Определение максимальной мощности, необходимой для собственных нужд, производится путём сложения установленных мощностей отдельных приёмников, умноженных на коэффициенты их участия в пиковой нагрузке.

Отдельно определяются активная и реактивная мощности собственных нужд на зимний и летний периоды. Для расчета полной мощности на летний и зимний периоды (S_L , S_3 , кВА) используются соответствующие формулы.

$$S_L = \sqrt{(\Sigma P_L)^2 + (\Sigma Q_L)^2}; \quad (5.36)$$

$$S_3 = \sqrt{(\Sigma P_3)^2 + (\Sigma Q_3)^2} \quad (5.37)$$

Для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) расчетная мощность S_p , кВА определяется на основе мощности, необходимой в зимний

период, поскольку нагрузка на ТСН в этот период увеличивается в связи с поддержанием температурного режима зданий и сооружений ПС.

Требуется переформулировать информацию о мощностях приемников, коэффициентах участия в максимуме, а также об активных и реактивных мощностях зимнего пика для проведения расчета ТСН. В таблице 5.14 представлены данные.

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_3 = \sqrt{345^2 + 143^2} = 267,04 \text{ кВА.}$$

$$S_p = 267,04 \text{ кВА.}$$

$$400 \text{ кВА} > 267,04 \text{ кВА.}$$

Для обеспечения работы оборудования в обычных режимах и при авариях достаточно использовать два собственных трансформатора типа ТМГ-400/6 с напряжением 6/0,4 кВ для питания потребителей на ТСН-1 и ТСН-2.

Таблица 5.14 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Рз, кВт	Qз, кВАр
Обогрев выключателей	102,2	42,2
Отопление	74	7,88
Освещение	22	8,22
Аварийное освещение	1,6	0,38
Отопление ЗРУ	42	15,14
Освещение аккумуляторной	30,4	10,34
Распред. Пункт 0,4 кВ	36	9,14
Питание ЗВУ	12,52	19,46
Связь, телемеханика	4,42	0,02
Наружное освещение	3,98	0,82
Сварочная сеть	4,94	16,56
Охлаждение силового трансформатора Т-1	5,68	6,42
Охлаждение силового трансформатора Т-2	5,68	6,42
Суммарная мощность потребителей	345,42	143

Согласно п.1.2.19 ПУЭ питание потребителей собственных нужд (СН) ПС

110 кВ Хвойная выполняется от двух независимых источников питания ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 6/0,4 кВ мощностью 400 кВА каждый. Мощность ТСН выбрана по полной мощности СН по 1-й категории энергоснабжения. На основании п.9.1.5 СТО 56947007- 29.240.10.248-2017 НТП ПС резервирование питания собственных нужд от третьего (резервного) источника питания напряжением 330 кВ и выше. Применение третьего (резервного) источника питания для ПС 110 кВ Хвойная не требуется.

Проектируемые электроприемники СН, питающиеся от щита собственных нужд переменного тока 400/230В:

- система охлаждения трансформаторов 110 кВ;
- питание приводов РПН;
- обогрев и питание ЭКУ 110 кВ;
- рабочее и дежурное освещение ПС;
- цепи оперативной блокировки, аппаратуры связи, РЗА и АИИСКУЭ;
- РСЩ в ОПУ-ЗРУ 6 кВ.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах обеспечиваются питанием от разных секций щита 400/230В с автоматическим резервированием.

Трансформаторы собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 устанавливаются в помещениях ОПУ-ЗРУ 6 кВ.

Система собственных нужд ПС выполнена в соответствии с СТО 56947007-29.240-40.263- 2018, а так же п. 9.1. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 (НТП ПС) и включает в себя щит собственных нужд, в котором одна панель ввода питания и секционирования, две распределительных.

На стороне ВН трансформаторы ТСН-1 и ТСН-2 присоединяются кабельными линиями к 1СШ 6 кВ и 2СШ 6 кВ КРУ 6 кВ соответственно. На стороне НН трансформаторы ТСН-1 и ТСН-2 работают отдельно с АВР на секционных автоматических выключателях 0,4 кВ.

Питание нагрузок собственных нужд ПС на напряжении 400/230 В переменного тока осуществляется от шкафов СН с системой заземления TN-S

согласно п.1.6.3 ПУЭ 7-е издание, в которой нулевой защитный (РЕ) и нулевой рабочий (N) проводники разделены на всем протяжении. Нулевой защитный РЕ-проводник и нулевой рабочий N-проводник присоединяются к оцинкованной полосе заземления сечением 40x5 мм заземляющего устройства ПС, к которому присоединены открытые проводящие части (корпуса) всех распределительных шкафов, групповых щитков, электроприемников, корпуса светильников.

На ПС применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 230 В. Источником напряжения ОПТ служат зарядно-выпрямительные устройства и два комплекта аккумуляторных батарей.

5.7 Решения по организации оперативного постоянного тока

5.7.1 Общая характеристика системы оперативного постоянного тока

Все терминалы релейной защиты, автоматики и сигнализации питаются от постоянного оперативного тока 220 В.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) имеет следующий состав:

Шкаф АБ в составе:

- одна аккумуляторная батарея (АБ) напряжением 220 В;

Шкаф ШП в составе:

- два зарядных устройства (ЗУ);
- две секции шин постоянного тока;
- два ввода ЯВ, предназначенные для подключения АБ к секциям шин постоянного тока;
- присоединений ШП, предназначенный для приема электроэнергии от АБ, ЗУ и распределения энергии потребителям.

Количество отходящих фидеров для секции постоянного тока - не менее 20-ти.

В ШП находятся быстродействующие автоматические выключатели, предназначены для распределения электроэнергии по цепям питания конечных электроприемников:

- кабельная распределительная сеть;
- электроприемники постоянного тока.

Все шкафы СОПТ устанавливаются в новом ОПУ.

5.7.2 Выбор аккумуляторной батареи

Батарея должна выдерживать как минимум два часа разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд подстанции).

На подстанции, в соответствии с техническим заданием на проектирование, принята система оперативного постоянного тока напряжением 220 В:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Питание ЗВУ осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

5.7.3 Расчет емкости аккумуляторных батарей

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока, характера нагрузки и времени резервирования. Расчет емкости основан на методе подобия геометрических фигур. При этом площадь фигуры ограниченная шкалой времени и уровнем тока равна необходимой емкости, которой должна обладать аккумуляторная батарея.

Метод состоит в следующем. Имеется график тока нагрузки в аварийном режиме (Рисунок 5.1). Этот график можно привести к одинаковой по площади фигуре (Рисунок 5.2). Т.к. площади фигур равны, то расчет емкости и определение максимального тока за приведенное время можно рассчитывать по максимальному току за более короткое время (приведенное время).

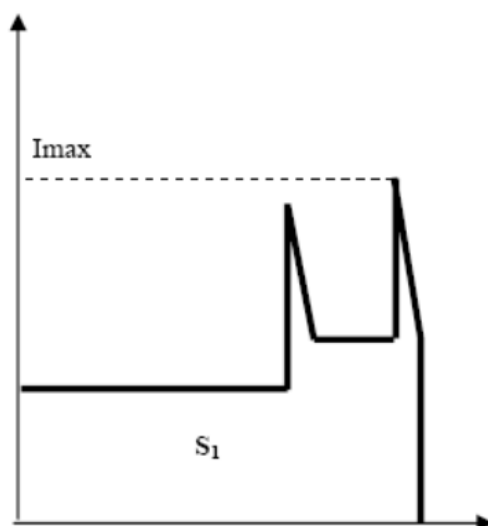


Рисунок 5.1. – Зависимость $t_{авар}$

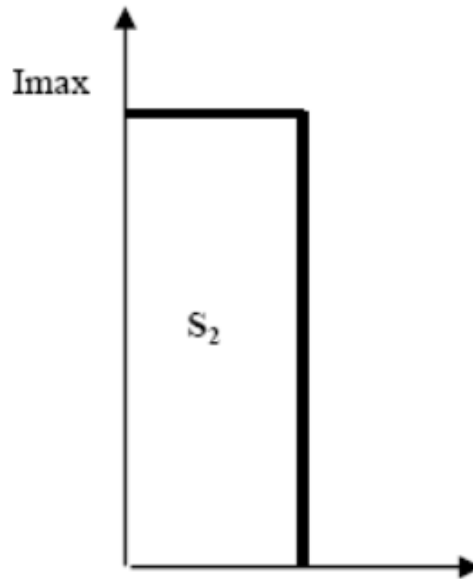


Рисунок 5.2. – Зависимость $t_{расч}$

5.7.4 Определение длительных нагрузок

Исходные данные для расчета АБ:

Номинальное напряжение на нагрузке, 220 В;

Длительно допустимый диапазон напряжения на ШУ, 198- 231 В;

Кратковременно допустимый (не более 8 часов) диапазон напряжения на

ШУ, 187-242 В- Таблица 5.15:

Таблица 5.15 - Нагрузка РЗиА

Наименование устройства	Количество	Потребление в дежурном режиме, Вт	Потребление при срабатывании защит, Вт	Потребление по цепям сигнализации, Вт
1	2	3	4	5
Терминал основной защиты	1	22	30	10
Терминал резервной защиты	1	22	30	10
Терминал АРПН Т1	1	7	15	5
Блок преобразователей	8	40	40	-
Блок регистрации	1	100	100	-

Продолжение таблицы 5.15

1	2	3	4	5
Терминал ОБР	1	100	100	30
Терминал ЦС	1	100	100	30
Терминал управления Т-1	1	60	60	-
Система гарантированного питания	-	-	3000	-
Терминал защиты	6	7	15	5
Дуговая защита	1	30	40	-
P_{Σ} , Вт	-	809	1095	135
I_{Σ} , А	-	3,68	4,98	0,61

Мощность потребления в дежурном режиме по цепям оперативного тока составляет 3,68 А.

Суммарная мощность потребления в аварийном режиме (с учётом запаса при условии срабатывания всех защит):

$$P_{\Sigma \text{ав.}} = 1095 + 135 = 1230 \text{ Вт.}$$

Суммарная нагрузка в аварийном режиме составляет 5,59А.

5.7.5 Определение толчковых нагрузок

Выбор АБ должен производиться исходя из обеспечения бесперебойной работы потребителей постоянного тока в течение 2-х часов, а также включением в конце этого режима привода высоковольтного выключателя (6А).

На ПС 110 кВ Хвойная устанавливаются выключатели со следующими характеристиками:

- на стороне 110 кВ:

$$I_{\Sigma \text{в}} = I_{\Sigma \text{о}} = 2,5 \text{ А};$$

- на стороне 6 кВ:

$$I_{\Sigma \text{в}} = I_{\Sigma \text{о}} = 1 \text{ А.}$$

Возможны следующие аварийные режимы работы ПС:

Режим срабатывания дифзащиты трансформатора. При этом происходит отключение выключателя 110 кВ и вводного 6 кВ (причем действие на

отключение выключателя 110 кВ производится на оба электромагнита отключения);

Режим срабатывания дуговой защиты шин 6 кВ. Производится отключение вводного выключателя 6 кВ.

Срабатывание устройства АЧР 6 кВ. При этом отключается отходящий фидер 6 кВ.

С учётом выбранного оборудования значения толчковой нагрузки для различных режимов будут выглядеть следующим образом- Таблица 5.16:

Таблица 5.16 - Возможные режимы срабатывания защит в аварийном режиме

Описание режимов	Толчковая нагрузка, А
Срабатывание дифзащиты трансформатора Т-1	$2 \cdot (2,5) + 1 = 6$
Срабатывание дуговой защиты шин 6 кВ	1
Отключение по АЧР отходящего фидера 6 кВ	1
Включение вводного выключателя 6 кВ	1

Для уменьшения максимальной величины толчковой нагрузки необходимо, чтобы автоматикой был предусмотрен разброс по времени процессов включения и отключения выключателей.

В итоге максимальная толчковая нагрузка в конце аварийного режима будет равна:

$$I_{н\Gamma_{\Sigma}} = 5,59 + 6 = 11,59 \text{ А.}$$

5.7.6 Расчет емкости АБ

Проверку достаточности выбранной емкости АБ произведём по максимальному толчковому току после двухчасового разряда АБ током аварийного режима.

Эквивалентная емкость рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{экв}} = (I_{\text{max}} \cdot t_{\text{толч}} + I_{\text{уст}} \cdot t_{\text{уст}}) \cdot \frac{K_{\text{емк}}}{T_{\text{к}}}, \quad (5.38)$$

где I_{max} – максимальная толчковая нагрузка, А;

$t_{\text{толч}}$ – время толковой нагрузки, час;

$I_{\text{уст}}$ – установившаяся нагрузка аварийного режима, А;

$t_{\text{уст}}$ – длительность аварийного режима, час;

$K_{\text{емк}}$ – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (коэффициент старения) равный 1,25 (80% емкости)

$T_{\text{к}}$ – температурный коэффициент емкости равный 0,9.

$$C_{\text{экв}} = \left[11,59 \cdot \frac{0,1 \text{сек}}{3600 \text{сек/ч}} + 5,59 \cdot 2 \right] \cdot \frac{1,25}{0,9} = 15,53 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Расчетное эквивалентное время аварийного режима:

$$T_{\text{расч}} = \frac{C_{\text{экв}}}{I_{\text{max}}} \cdot 60, \quad (5.39)$$

$$T_{\text{расч}} = \frac{15,53}{11,59} \cdot 60 = 80,39 \text{ мин.}$$

Согласно разрядным характеристикам АБ OPzS, в течение 80,39 минут ток в 11,59А обеспечивает аккумуляторная батарея типа 12 2 OPzS 50.

5.7.7 Выбор зарядно-выпрямительного устройства.

Зарядное устройство НРТ рассчитано на номинальный ток - 50 А. ВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Общие сведения об РЗА

Проектом предусматривается оснащение устройствами РЗА ПС 110 кВ Хвойная.

В соответствии с заданием на проектирование для целей релейной защиты и автоматики (РЗА) применяются микропроцессорные (МП) устройства.

МП устройства должны соответствовать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97), требованиям электромагнитной совместимости, принятым при проектировании, а также испытаны в соответствии с ГОСТ 29280-92 и 51317.4.1.-2000 (МЭК 1000-4-1-92 и 61000-4-1-2000).

Использование микропроцессорной техники в устройствах РЗА дает существенные преимущества:

- Реализация новых принципов, а также улучшенных характеристик при использовании традиционных принципов;

- Удобство при наладке и эксплуатации;

- Сокращение сроков вывода на проверку;

Высокий коэффициент готовности в сочетании с возможностями большого числа разнообразных функций;

- Наличие широкой системы самодиагностики, представляющей на интерфейсе связи человек - машина отчет о неисправности;

- Разнообразные виды связи человек - машина приближают микропроцессорные устройства к пользователю, независимо от его местонахождения, и позволяют интегрировать МП устройства РЗА в АСУ ТП;

- Малые габаритные размеры;

- Низкие значения потребляемой мощности по цепям постоянного тока и переменного тока и напряжения.

Кроме этого, применение микропроцессорной техники дает возможность осуществления в одном устройстве как функции РЗА, так и ряда дополнительных функций:

- Регистрация аналоговых сигналов (осциллографирование);
- Регистрация дискретных сигналов (регистрация событий);
- Определение места повреждения.

Применение микропроцессорной техники позволяет осуществлять взаимодействие между устройствами РЗА, с помощью локальной вычислительной сети, таким образом, применение кабелей вторичной коммутации может быть минимизировано.

6.2 Решения по организации РЗА ПС 110 кВ Хвойная

Устройствами РЗА должно быть обеспечено следующее основное оборудование ПС 110 кВ Хвойная:

- Трансформаторы (Т1, Т2) 110/6 кВ мощностью 25 МВА;
- Ячейка ввода 110 кВ;
- Секционный выключатель (СВ) 110 кВ;
- Шины 110 кВ.

Для перечисленного выше оборудования применяется следующий состав защит:

а) трансформаторы 110 кВ:

- комплект дифференциальной токовой защиты трансформатора (ДЗТ);
- газовая защита трансформатора (ГЗТ);
- газовая защита устройства РПН (ГЗ РПН);
- защита от перегрузки (ЗП);
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).
- комплект резервных защит трансформатора;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);

– комплект автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ) трансформатора.

б) ячейка ввода 110 кВ:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая ненаправленная защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- АУВ;
- Автоматическое управление выключателем (АПВ);
- УРОВ.

в) СВ 110 кВ:

- МТЗ;
- ТЗНП;
- АУВ;
- АПВ;
- УРОВ.

г) шины 110 кВ:

- дифференциальная защита шин (ДЗШ).

д) вводной выключатель РУ 6 кВ:

– максимальная токовая защита (МТЗ) с комбинированным пуском по напряжению;

- УРОВ;
- Защита минимального напряжения (ЗМН);
- Логическая защита шин (ЛЗШ);
- АУВ 6 кВ;
- Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ).

е) секционный выключатель РУ 6 кВ:

- МТЗ;
- ЛЗШ;
- Автоматический ввод резерва (АВР);
- УРОВ;
- АУВ 6 кВ;

– ЗДЗ.

ж) отходящая линия РУ 6 кВ:

– МТЗ;

– ТО;

– блокировка ЛЗШ;

– УРОВ;

– АУВ 6 кВ;

– ЗДЗ;

– АПВ.

з) шины РУ 6 кВ:

– ЛЗШ;

– ЗДЗ.

и) трансформатор напряжения РУ 6 кВ:

– защита минимального напряжения (ЗМН);

– сигнализация замыканий на землю (СЗЗ);

– контроль исправности цепей ТН.

6.3 Решения по организации РЗА 110 кВ

6.3.1 Трансформаторы 110/6 кВ

Для обеспечения ближнего резервирования защит трансформатора Т1 (Т2) предусматривается установка комплекта основной защиты трансформатора и резервной защиты, действующей при отказе комплектов основной защиты или выводе ее из работы.

Комплект основных защит трансформатора Т1 (Т2) выполняется на базе цифрового терминала, реализующего следующие функции:

– дифференциальную токовую защиту от всех видов к. з. внутри бака;

– токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН;

– максимальную токовую защиту стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению;

– защиту от перегрузки (на сигнал);

– реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки устройства РПН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора, газовой защиты устройства РПН, датчиков повышения температуры верхних слоев масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Комплект резервных защит трансформатора Т1 (Т2) и автоматики управления выключателем 110 кВ выполняется на базе цифрового терминала, реализующего следующие функции:

- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению от многофазных к. з. (двухфазных, двухфазных на землю, трехфазных);
- токовую защиту нулевой последовательности от к. з. на землю;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- АУВ;
- АПВ;
- УРОВ;
- диагностику выключателя (контроль давления элегаза, состояние пружины и т.п.).

Комплект автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформаторов Т1 (Т2) выполняется на базе цифрового терминала и реализует следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения на регулируемой секции 6 кВ;
- ручное управление напряжением по стороне 6 кВ;
- блокировку работы устройства РПН при неисправности привода РПН;
- блокировку устройства РПН от внешних сигналов;
- блокировку устройства РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку устройства РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- блокировку устройства РПН при пониженном измеряемом напряжении;

- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Шкафы комплектов основных, резервных защит и АУВ ВН трансформатора, комплект регулирования трансформатора располагаются в ОПУ.

6.3.2 Ячейка ввода 110 кВ

Для защиты ячейки ввода 110 кВ устанавливается шкаф защит, реализующий следующие функции:

- МТЗ;
- ТЗНП;
- АУВ;
- УРОВ;
- диагностику выключателя (контроль давления элегаза, пружина заведена и т.п.).

Шкаф защит и АУВ ячейки ввода 110 кВ устанавливается в ОПУ.

Секционный выключатель 110 кВ

Для защиты СВ 110 кВ устанавливается шкаф защит и АУВ СВ 110 кВ, реализующий следующие функции:

- максимальную токовую защиту;
- токовую защиту нулевой последовательности;
- АУВ;
- УРОВ;
- АПВ;
- диагностику выключателя (контроль давления элегаза, состояние пружины и т.п.).

Шкаф защит и АУВ СВ 110 кВ устанавливается в ОПУ.

6.3.3 Сборные шины 110 кВ

В качестве устройства защит сборных шин 110 кВ используется шкаф, реализующий следующие функции:

- дифференциальную защиту шин;
- прием сигналов и действие УРОВ;
- логику опробования;
- логику «очувствления ДЗШ».

Шкаф защиты шин 110 кВ устанавливается в ОПУ.

6.4 Центральная сигнализация

Для сбора информации об аварийных режимах и неисправностях оборудования ПС 110 кВ Хвойная используется микропроцессорный блок центральной сигнализации, устанавливаемый в отдельный шкаф.

Терминал центральной сигнализации имеет индивидуальные светодиоды: все светодиоды могут быть использованы для сигнализации о состоянии основных элементов подстанции.

В схему центральной сигнализации также заводится сигнал уровня маслоборника.

Для привлечения внимания оперативного персонала предусматривается установка сирены, действующей через блок центральной сигнализации, а также отправка сигналов об «Аварии» и «Неисправности» в схему телесигнализации.

6.5 Управление

Проектом предусматривается управление выключателями из нескольких мест:

- из шкафа, реализующего АУВ 110 кВ, находящегося в ОПУ, посредством кнопок управления;
- из ячеек КРУН 6 кВ посредством кнопок управления;
- из шкафа привода выключателя, находящегося в ОРУ 110 кВ, посредством кнопок управления;
- посредством телеуправления через АСУ ТП.

6.6 Оперативная блокировка разъединителей

На ПС 110 кВ Хвойная предусматривается наличие оперативной блокировки разъединителей, которая исключает возможность следующих операций:

- включение заземляющих разъединителей на участке схемы, не отделенном разъединителями от участков, находящихся под напряжением;
- подачу напряжения разъединителями на участки схемы, заземленные включенными заземляющими разъединителями, а также на участки схемы, отделенные от включенных заземляющих разъединителей только выключателями;
- отключение, включение разъединителем тока нагрузки и тока холостого хода трансформатора.

ОБР реализуется программно. Питание ОБР предусматривается от выпрямительного устройства, расположенного в ОПУ в шкафу.

6.7 Регистрация нормальных и аварийных процессов

На ПС 110 кВ Хвойная предусматривается регистрация аварийных сигналов (РАС). Для сбора информации об аварийных и предаварийных режимах предполагается использовать шкаф с микропроцессорным программно-техническим комплексом.

В устанавливаемый шкаф РАС заводятся:

- Цепи тока присоединений 110 кВ;
- Цепи напряжения с системы шин 110 кВ;
- Цепи напряжения полюсов АБ относительно земли;
- Сигналы о положении коммутационных аппаратов 110 кВ;
- Сигналы о срабатывании и пуске защит, действующих на отключение присоединений.

6.8 Вторичные соединения

Для организации цепей напряжения 110 кВ в ОПУ устанавливается шкаф организации цепей напряжения 110 кВ. Для взаиморезервирования цепей напряжения в шкафу устанавливается ключ перевода цепей напряжения. В

данном шкафу также монтируются миллиамперметры, включаемые в обмотку разомкнутого треугольника, для контроля изоляции и вольтметр с переключателем фазно-линейных значений.

Около ТН 110 кВ устанавливаются шкафы зажимов, в которых размещаются автоматические выключатели для защиты цепей напряжения, а также испытательные блоки, организующие видимый разрыв.

6.9 Решения по АПВ

Учитывая, что ПС 110 кВ Хвойная является тупиковой ПС (электроснабжение осуществляется по одной ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойная), однократное трехфазное АПВ без контроля напряжения и синхронизма ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойная предусматривается со стороны ПС 220 кВ Томмот с возможностью оперативного изменения режимов АПВ.

Для СВ-110 кВ ПС 110 кВ Хвойная также предусматривается однократное трехфазное АПВ без контроля напряжения и синхронизма с возможностью оперативного изменения режимов АПВ.

Пуск трехфазного АПВ осуществляется по несоответствию между ранее поданной оперативной командой на включение и отключенным положением выключателя.

6.10 Релейная защита и автоматика элементов КРУ 6 кВ

Для защиты секций шин 6 кВ предусматривается использование ЛЗШ и дуговой защиты.

Цепи ЛЗШ организовываются в ячейке ввода и СВ 6 кВ, куда поступают сигналы "блокировки ЛЗШ" от отходящих фидеров и СВ.

Применяется ЗДЗ с использованием волоконно-оптических датчиков. Для ЗДЗ шин 6 кВ предусматривается установка центрального блока, реализующего логику действия дуговой защиты. Световые преобразователи размещаются в нескольких отсеках каждой из ячеек, срабатывание которых передается по оптическому кабелю в блок микроконтроллера.

Контроль тока для ЗДЗ осуществляется в ячейке ввода своей секции 6 кВ, СВ 6 кВ и на высшей стороне силового трансформатора.

6.10.1 Релейная защита и автоматика вводов 6 кВ

В качестве устройства защиты и автоматики вводного выключателя предусматривается использование микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- максимальная токовая защита ввода с комбинированным пуском по напряжению;
- УРОВ;
- АУВ;
- защита от перегрузки;
- ЛЗШ.

6.10.2 Релейная защита и автоматика секционного выключателя 6 кВ

В качестве устройства защиты и автоматики секционного выключателя предусматривается использование микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- максимальную токовую защиту;
- логику АВР;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ.

6.10.3 Релейная защита трансформаторов напряжения 6 кВ

В качестве устройства защиты трансформаторов напряжения предусматривается использование микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- защита минимального напряжения;
- сигнализация замыканий на землю;
- контроль исправности цепей ТН.

6.10.4 Релейная защита и автоматика отходящих фидеров 6 кВ

В качестве устройства защиты и автоматики отходящих фидеров предусматривается использование микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- блокировку ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ;
- АПВ.

6.10.5 Релейная защита и автоматика ТСН 6 кВ

В качестве устройства защиты и автоматики ТСН предусматривается использование микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- блокировку ЛЗШ;
- защита от перегрузки;
- УРОВ;
- АУВ.

6.11 Расчет уставок защит трансформатора 110/6

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т1 (Т2).

Параметры трансформатора ТДН-25000/110/6 ХЛ1:

$S=25$ МВА;

$U_{ном}=110/6$ кВ; РПН $\pm 16\%$;

Схема соединения обмоток $Y_n/\Delta-11$.

Расчет амплитудных коэффициентов - Таблица 6.1:

Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2) приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.1 - Расчет амплитудных коэффициентов Т1

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
		115	6,3
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}$	129,7	2291,1
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_1 = \frac{I_{\text{перв.тт}}}{I_{\text{втор.тт}}}$	200/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y, D	Y	Y
Группа соединения измерительных ТТ	0,6	0	0
Группа соединения цифровых ТТ	0,11	11	0
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном.втор.}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1}$	3,24	3,82

Таблица 6.2 - Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики

Наименование	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равному базисному (в относительных единицах)	$I_{\text{нб.рфсч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \square U_{\text{РПН}} + \square f_{\text{добавл}}$	2,0-1,0-0,1 + 0,04+ 0,04=0,28

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1\text{чувств}}/I_{\text{баз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{д1\text{чувств}}/I_{\text{баз}}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения в %	$K_{\text{торм}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,28 / 0,85 = 39,5$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{\text{торм.чувс}} \%$	40
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2\text{чувс}}/I_{\text{ном}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{дг2}/I_{дг1}$	0,15

Расчет уставок грубой тормозной характеристики приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики

Наименование	Обозначение и метод	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \square U_{\text{РПН}} + \square f_{\text{добавл}}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,34$

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1чувств} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	$1,2 - 0,34 = 0,44$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{д1чувств} / I_{баз}$	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$71 - 0,37 = 0,79$
Расчетный коэффициент торможения в %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т}$	$100 - 1,2 - 0,37 / 0,79 = 56,2$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{торм.чувс} \%$	56
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2чувств} / I_{ном}$	2

Схема РЗА силового трансформатора приведена на листе 6 графической части ВКР.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

7.1 Заземление опор ВЛ

В соответствии с п.2.5.129 ПУЭ-7 заземлению подлежат опоры, имеющие грозозащитный трос. Заземление опор выполняется с учетом эквивалентного удельного сопротивления грунтов и степени агрессивности грунта по отношению к стали.

Район прохождения ВЛ характеризуется широким диапазоном значений удельного сопротивления, который обусловлен сложным геологическим строением. Мерзлые грунты характеризуются высоким сопротивлением, так же высоким сопротивлением обладают скальные и глыбовые грунты, встречающиеся в районе прохождения ВЛ.

Величина сопротивления искусственных заземлителей принята в зависимости от удельного сопротивления грунтов с учетом многослойной структуры грунта.

В качестве заземляющего устройства опор применен протяженный заземлитель - противовес вдоль всего участка с обеих сторон от опор. Протяженные заземлители- противовесы прокладываются вдоль оси ВЛ и соединяются с заземлителями опор в двух точках.

Все соединения должны выполняться сваркой внахлест. Сварку производить по ГОСТ 9467-75*. Для защиты от коррозии сварные стыки покрывать битумным лаком.

Глубина укладки протяженного заземлителя–противовеса и заземляющего спуска - 0,5м.

Протяженный заземлитель–противовес и заземляющий спуск анкерной опоры выполнены из круглой горячекатаной стали диаметром 12 мм.

Заземляющий спуск промежуточной опоры выполнен из полосовой горячекатаной стали 40*5. На анкерных опорах в длине заземляющего спуска предусмотрена компенсирующая петля при соединении её к телу опоры, так как в периоды оттайки грунта высокая вероятность разрыва электрода.

7.2 Мероприятия по заземлению ПС

Для заземления ПС используются проектные решения, отвечающие требованиям ПУЭ 7-ой редакции. Заземляющее устройство выполнено в виде металлической сетки, состоящей из продольных и поперечных заземлителей из оцинкованной стали с сечением 40x5 мм. Горизонтальные заземлители уложены в земле на глубине 0,5 м в пределах ограды. В заземляющую сетку также входят вертикальные заземлители, имеющие диаметр 20 мм и длину 5,2 м, а также активные соляные электроды, диаметром 60 мм и длиной 6 м.

Для подключения силового оборудования и производственных зданий к заземляющей цепи необходимо использовать не менее двух горизонтальных выпусков оцинкованной стальной полосы сечением 40x5 мм.

В соответствии с Техническим циркуляром №11/2006 от 15.10.2006 (дополнительно к требованиям главы 1.7 ПУЭ, утвержденной Президентом Ассоциации «РОСЭЛЕКТРОМОНТАЖ»), минимальные размеры используются при сечении заземляющих электродов. После установки проверяются параметры заземляющего устройства в соответствии со СО 34.20.525-00 «МУ по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок».

План заземления ПС представлен на листе 5 графической части ВКР.

В ОПУ-ЗРУ используются стальные оцинкованные полосы (40x5 мм) в качестве магистралей заземления. Контур заземления внутри здания идет по стенам на высоте 0,4 м от пола. Любые открытые токопроводящие компоненты электрооборудования, подверженные напряжению, а также трубы водопровода должны быть подсоединены к контуру заземления не менее, чем в двух местах. Контур заземления здания должен быть связан с общим контуром заземления ПС не менее, чем в четырех точках. Для электроустановок, содержащих интегральные схемы, установленных внутри здания, предусмотрены защитное и рабочее заземление. Ограждение ПС к общему заземляющему устройству не присоединяется, т.к. оно состоит из металлической сетки и металлических столбиков.

Для обеспечения заземления пожарных машин к гидрантам используются стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 1 м, которые привариваются к горизонтальным заземлителям. Заземление пожарных головок выполняется с помощью оцинкованной стальной полосы, сечение которой составляет 40x5 мм. Эта полоса приваривается к общему контуру заземления пожарной станции.

7.3 Расчет контура заземления ПС

На ПС 110 кВ Хвойная требуется установка заземляющего устройства.

Мероприятия выполнены в соответствии с ПУЭ 7-е изд. Глава 1.7.

Заземляющее устройство рассчитано по условию требования к его сопротивлению грунта и должно иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом [18].

Заземляющее устройство рассчитано на сопротивление растеканию и выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 50x5 мм, с трехметровыми вертикальными электродами, уголок 50x50x5 мм.

План заземления и молниезащиты ПС представлены на чертеже листа 5 графической части ВКР.

Для обеспечения электромагнитной совместимости и улучшения электромагнитной обстановки предусматривается:

- оптимизация заземляющего устройства подстанции;
- заземление конструкций измерительных трансформаторов тока и коммутационных аппаратов путем их присоединения к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства кратчайшим путем с одновременным обеспечением в радиусе 3 м от мест присоединения заземляющего спуска к заземляющему устройству, растекание токов не менее, чем в 4-х направлениях по магистралям заземляющего устройства.
- применение экранированных кабелей с заземлением экранов с обеих сторон;
- металлические оболочки кабелей цепей управления, измерения и сигнализации заземляются на ОРУ, в КРУН-6 кВ и в ОПУ.

Для экранирования кабелей параллельно кабельным трассам дополнительно прокладываются горизонтальные заземлители на расстоянии 0,1 м от кабельного лотка. Сечение экранирующего заземлителя принимается 50х5.

При этом присоединение металлических оболочек к заземляющему устройству выполняется в местах концевой разделки кабеля.

7.3.1 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [18].
Подробный расчет приведен в Приложении.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c \quad (7.1)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (7.2)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (7.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_B} \quad (7.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 3 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 61 \text{ м; } B = 73 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (7.5)$$

$$S = (61 + 3) \cdot (73 + 3) = 4864 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 5$ м.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (7.6)$$

$$L_{\Gamma} = (61 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{73 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (73 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{61 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1946 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (7.7)$$

$$m = \frac{1946}{2 \cdot \sqrt{4864}} = 15,28.$$

Принимаем $m = 16$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (10 + 1); \quad (7.8)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{4864} \cdot (10 + 1) = 2371 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (7.9)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4864}}{5} = 56.$$

Принимаем $n_B = 56$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (7.10)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left(\frac{0,15}{\sqrt{4864}} + \frac{1}{2371 + 56 \cdot 5} \right) = 0,35 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия;

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,06, \text{ принимаем } A = 0,15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}; \quad (7.11)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6,5 \cdot 0,35}{6,5 + 0,35} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0,5 Ом для ОРУ – 110 кВ, что соответствует требованиям.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}; \quad (7.12)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4864}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,5.$$

где $I_{\text{м}} = 55 \text{ А}$ – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{стац}} \quad (7.13)$$

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{стац}} = 1,5 \cdot 0,34 = 0,51 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 5.

7.4 Мероприятия по молниезащите

Планируется возведение ПС 110 кВ Хвойная на территории месторождения Хвойная ГОКа. Основываясь на том, что ПС будет находиться в зоне с повышенным уровнем загрязнения, необходимо использовать оборудование и изоляцию на РУ 110, 6 кВ, которые имеют длину пути утечки не менее 3,1 см/кВ, согласно ПУЭ изд. 7 гл. 1.9..

Для изоляции электрооборудования и изоляторов на РУ используются два типа материалов: полимерные и фарфоровые. А для подвесной изоляции используется стеклянный материал.

Для предотвращения влияния внутренних и грозовых перенапряжений на изоляцию, устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Достаточно надежную защиту от перенапряжений основного оборудования на ПС обеспечивают расстановка защитных аппаратов и выбранные характеристики ОПН.

Минимальный координационный интервал равен 20% в отношении допустимого напряжения и оставшегося напряжения на ОПН.

Система мониторинга (контроль тока проводимости) установлена на все ОПН 110 кВ для проверки тока утечки.

Согласно документу "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" СО 153-34.21.122-2003, подстанции относятся к категории специальных объектов с ограниченной опасностью.

Молниеотводы, установленные на прожекторных мачтах, обеспечивают защиту оборудования от прямых ударов молнии. Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, установленными на отдельно стоящих прожекторных мачтах.

Расчет зон молниезащиты произведен в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003.

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [17]. Подробный расчет приведен в Приложении А.

Размеры ПС: ширина – 61 м; длина – 73 м.

Молниезащита подстанции осуществляется за счет установки свободно стоящих стержневых молниеотводов.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 35 \text{ м;}$$

$$h_2 = 35 \text{ м};$$

$$h_3 = 35 \text{ м};$$

$$h_4 = 35 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 69 \text{ м};$$

$$L_{23} = 55 \text{ м};$$

$$L_{34} = 70 \text{ м};$$

$$L_{41} = 42 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h_i; \tag{7.14}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 35 = 29,75 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002 \cdot h_i) \cdot h_i; \tag{7.15}$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot 35 = 36,05 \text{ м}.$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 6$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right); \quad (7.16)$$

$$r_{x1} = 36,05 \cdot \left(1 - \frac{6}{29,75} \right) = 28,77 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx12'} = h_{\phi 1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (7.17)$$

$$h_{cx12'} = 29,79 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 35) \cdot (69 - 35) = 23,61 \text{ м.}$$

$$h_{cx12''} = h_{\phi 2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (7.18)$$

$$h_{cx12''} = 29,79 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 35) \cdot (69 - 35) = 23,61 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2}; \quad (7.19)$$

$$h_{cx12} = \frac{23,61 + 23,61}{2} = 23,61 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (7.20)$$

$$r_{cx12'} = 36,05 \cdot \frac{23,61-6}{23,61} = 26,89 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (7.21)$$

$$r_{cx12''} = 36,05 \cdot \frac{23,61-6}{23,61} = 26,89 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (7.22)$$

$$r_{cx12} = \frac{26,89 + 26,89}{2} = 26,89 \text{ м.}$$

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Также план молниезащиты ПС отражен в графической части ВКР на листе 5.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

8.1.1 Перечень мероприятий по обеспечению на объекте безопасного движения в период его строительства

Для безопасного движения техники в период строительства предусматриваются следующие организационные мероприятия [11]:

- назначается инженерно-технический работник, ответственный за безопасность производства работ;
- работы с применением грузоподъемных машин и механизмов производятся в соответствии с требованиями правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов и правил по эксплуатации промышленного транспорта;
- соблюдение границ опасных зон, в пределах которых действует опасность поражения электрическим током;
- использование подъемных машин с выдвигной частью допускается только при условии, что расстояние по воздуху от выдвигной части машины больше допустимого, которое регламентируется правилами;
- скорость движения автотранспорта у строительных объектов не должна превышать 10км/час, на поворотах и в рабочих зонах кранов – 5 км/час [11].

Для безопасного движения техники в период строительства предусматриваются следующие технические мероприятия:

- монтаж проводов над дорогами, газопроводами и ВЛ 10, 35 кВ необходимо производить с установкой «ворот» и отключением ВЛ [11].

8.1.2 Перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда

Работы на строительной площадке в период отрицательных температур производятся в строгом соответствии с СанПиН [11].

Физические опасные и вредные производственные факторы в период строительства подразделяются на [11]:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

- пониженная температура воздуха рабочей зоны;

- повышенный уровень шума на рабочем месте;

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

- отсутствие или недостаток естественного света;

- недостаточная освещенность рабочей зоны;

- острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности заготовок, инструментов и оборудования;

- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Измерение и оценка факторов производственной среды и трудового процесса, работающих производятся для:

- установления соответствия фактических уровней вредных факторов гигиеническим нормативам и отнесения условий труда к определенному классу вредности и опасности как отдельно по каждому фактору, так и при их сочетании;

- обоснования использования средств индивидуальной защиты;

- установления связи состояния здоровья работающих с условиями труда;

- разработки мероприятий по оздоровлению условий труда.

Программа производственного контроля составляется на основании Положения о производственном контроле, разрабатываемого организацией, ведущей обустройство или эксплуатацию опасного производственного объекта, и согласованного с территориальными органами Ростехнадзора.

Контролю подлежат все имеющиеся на рабочем месте опасные и вредные производственные факторы трудового процесса [13]:

- контроль за шумом;

- контроль за вибрацией;

- контроль за предельно допустимыми концентрациями вредных веществ;

- контроль за электробезопасностью;
- контроль за освещенностью рабочих мест».

Предусмотреть чередование периодов работы в охлаждающей среде, регламентированных допустимой степенью охлаждения человека, и отдыха в обогреваемом помещении в целях нормализации теплового состояния человека [11].

Для работающих необходимо создать такие условия, при которых неблагоприятное воздействие сурового климата на организм сводилось бы к минимуму. При метеоусловиях, близких к предельным, но не достигающих этих пределов, рекомендуется устанавливать через каждые 50 минут десятиминутные перерывы для обогрева (время перерыва засчитывается в счет рабочего времени). Во всех случаях общего охлаждения и замерзания человека, какой степени оно не было, следует срочно вызывать врача.

Для предупреждения обморожений необходимо производить индивидуальные и массовые профилактические мероприятия. Массовая профилактика осуществляется санитарно-разъяснительной работой, своевременным обеспечением работающих на открытом воздухе теплой одеждой и обувью, устройством помещений для обогрева, утеплением транспорта, обеспечением регулярного приема горячей пищи, устройством помещений для сушки одежды и обуви в период отдыха и т.д. Индивидуальная профилактика сводится к содержанию в исправном состоянии одежды и обуви.

Помещения для обогрева располагаются на расстоянии не более 150 м от места работы [13].

Полная характеристика рабочих мест приводится в ППР (выполняется подрядной строительной организацией).

Для минимизации приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере на период производства строительных работ проектом рекомендованы следующие мероприятия:

- использование для строительных работ спецтехники, прошедшей ТО и ТР (контроль осуществляется подрядной организацией);

- проведение контроля токсичности и дымности отработавших газов автомашин и спецтехники силами подрядной организации;

- применение при транспортировке минерального грунта транспортных средств, снабженных укрытиями, для снижения пыления транспортируемого грунта;

- использование для строительных работ спецтехники, оборудованной каталитическим дожигателем выхлопных газов для уменьшения количества выбросов загрязняющих веществ (контроль осуществляется подрядной организацией).

Для снижения шумового воздействия от дорожно-строительной техники предлагаются следующие мероприятия [11]:

- применение малошумных машин;
- своевременный техосмотр и техобслуживание спецтехники;
- изменение конструктивных элементов машин, их сборочных единиц;
- оснащение шумных машин глушителями, которые снижают как внешний шум, так и шум внутри салона;

- применение средств индивидуальной защиты от шума (противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски).

Для изоляции локальных источников шума рекомендуется использовать противошумные экраны, завесы, палатки.

8.1.3 Меры безопасности при работе в охранной зоне ВЛ

Охранная зона распространяется на расстояние в обе стороны от ВЛ для:

- ВЛ-6 кВ от крайних проводов по 10 м;
- ВЛ-10 кВ от крайних проводов по 10 м;
- ВЛ-35 кВ от крайних проводов по 15 м;
- ВЛ-100 кВ от крайних проводов по 20 м;
- ВЛ-200 кВ от крайних проводов по 25 м.

Предприятия, организации и учреждения, получившие письменное согласие на ведение указанных работ в охранных зонах электрических сетей,

обязаны выполнять их с соблюдением условий, обеспечивающих сохранность этих сетей.

Строительно-монтажные работы в охранной зоне воздушной линии электропередачи производятся под непосредственным руководством инженерно-технического работника, ответственного за безопасность производства работ, при наличии письменного разрешения организации – владельца линий и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ и выдаваемого в соответствии с требованиями и правилами безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ [11].

Создание безопасных условий для производства строительно-монтажных работ в условиях влияния действующих ВЛ сводится к обеспечению допустимых уровней напряженности электрического поля и наведенного напряжения на рабочих местах, ограничению времени пребывания в зоне повышенной напряженности, соблюдению нормируемых расстояний до элементов, которые могут оказаться под опасным потенциалом, устройству защитного заземления, применению средств индивидуальной и коллективной защиты.

При всех работах в пределах охранной зоны ВЛ без снятия напряжения механизмы и грузоподъемные машины должны заземляться. Грузоподъемные машины на гусеничном ходу при их установке непосредственно на грунте заземлять не требуется.

Работы под напряжением разрешается производить при следующих атмосферных условиях [13]:

- температура воздуха – от -20 до $+40^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха – не более 90% (измеренная гигрометром на месте производства работ);
- скорость ветра не более 10 м/с.

Запрещается производить работы при осадках в виде дождя и снега при тумане и инее, гололеде на опорах и проводах, приближении грозы. При возникновении указанных погодных условий либо при появлении разрядов на

изолирующих приспособлениях начатые работы должны быть прекращены, электромонтеры удалены от токоведущих частей [11].

Работы под напряжением должны производиться с предварительным уведомлением дежурного диспетчера, осуществляющего управление данной ВЛ.

При приближении к токоведущим частям ВЛ изолирующих приспособлений, используемых для доставки электромонтера к проводам фазы, электромонтеры во избежание попадания под шаговое напряжение должны находиться на расстоянии не менее 8 м от стоек и оттяжек опоры или использовать диэлектрические боты и т. п. для изоляции от земли.

Работающие на земле не должны находиться под элементами ВЛ, на которых производится работа. Запрещается приближаться к изолированному от опоры грозозащитному тросу на расстояние менее 1 м.

Допускается работа строительных машин непосредственно под проводами ВЛ-110 кВ и ВЛ-220 кВ при условии соблюдения следующих требований [11]:

- минимальное расстояние = 4 м;
- расстояние, минимально измеряемое техническими средствами = 5 м;
- наличие наряда-допуска.

Проезд транспортных средств в охранной зоне высоковольтной линии, а также установка и работа машин должны осуществляться под наблюдением оперативного персонала, работника, выдавшего наряд-допуск, ответственного руководителя, имеющего группу IV, а в охранной зоне ВЛ – под наблюдением ответственного руководителя или производителя работ, имеющего группу III по электробезопасности.

Оставлять без надзора транспортные средства с включенным (работающим) двигателем в действующих электроустановках не допускается.

Выполнение работ в охранных зонах ВЛ с использованием различных подъемных машин с выдвижной частью допускается только при условии, если расстояние по воздуху от машины или от ее выдвижной или подъемной части, а также от ее рабочего органа или поднимаемого груза в любом положении (в том

числе и при наибольшем подъеме или вылете) до ближайшего провода, находящегося под напряжением, будет не менее 4 м.

При выполнении работ в электроустановках не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвигаемых лестниц с механическим приводом и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза к находящимся под напряжением неогражденным токоведущим частям на расстояния менее:

- для ВЛ до 35 кВ: расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений – 0,6 м, от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов – 1 м [11];

- для ВЛ до 110 кВ: расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений – 1 м, от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов – 1,5 м [11];

- для ВЛ-150 кВ: расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений – 1,5 м, от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов – 2 м [11];

- для ВЛ-220 кВ: расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений – 2 м, от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов – 2,5 м [11].

При работе с ручным электрифицированным инструментом не допускается [11]:

- оставлять без надзора инструмент, присоединенный к сети;
- натягивать и перегибать провод (кабель) инструмента, допускать его пересечение со стальными канатами машин, электрическими кабелями,

проводами, находящимися под напряжением, или шлангами для подачи кислорода, ацетилен и других газов;

- работать на открытых площадках во время дождя или снегопада без навеса над рабочим местом.

Работники, допущенные к работе с ручным электрифицированным инструментом, должны иметь группу II по электробезопасности. К работе с ручным электрифицированным инструментом допускаются лица, прошедшие специальное обучение, сдавшие соответствующий экзамен и имеющие запись об этом в удостоверении по охране труда

8.2 Экологичность

При строительстве ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведён в таблице 8.1 [2].

Таблица 8.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДН-25000/110/6 ХЛ1	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА [2].

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ) [2]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

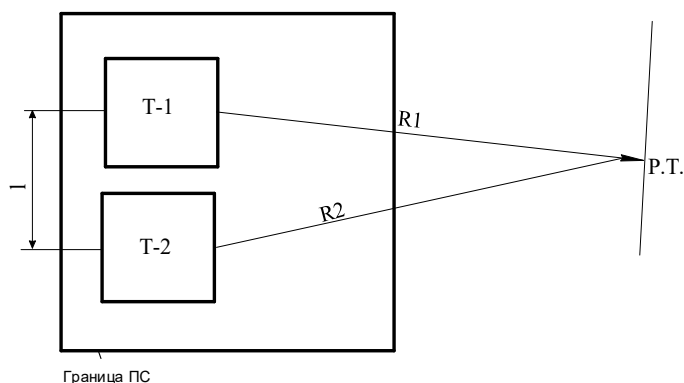


Рисунок 8.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [2]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{WAi}} ; \quad (8.1)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 89} = 92 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (L_{WA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} ; \quad (8.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (92,01 - 50)}}{2\pi}} = 50,28 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 50,28 м.

8.3 Пожарная безопасность

Проектом устанавливаются требования пожарной безопасности при проектировании, строительстве, эксплуатации объекта.

Раздел «Пожарная безопасность» проекта разработан с целью создания универсальной и оптимальной системы противопожарной защиты, способной обеспечить необходимый уровень пожарной безопасности объекта.

Задачей раздела является определение основных противопожарных мероприятий при проектировании объекта, которые должны быть учтены при разработке остальных разделов проектной документации. Настоящий раздел учитывает требования действующих нормативных документов в области пожарной безопасности.

Концепция противопожарной защиты разработана с учетом конкретных конструктивных, объемно-планировочных и иных особенностей проектируемых зданий, что позволяет обеспечить защиту на требуемом уровне.

Любые изменения конструктивных, объемно-планировочных, и инженерных решений, независимо от стадии функционирования, не должны нарушать систему противопожарной защиты.

Для противопожарной защиты применяются конструкции, материалы, оборудование, системы, обеспечивающие надлежащий уровень надежности и имеющие разрешения для применения на территории Российской Федерации.

В соответствии с требованиями статьи 5 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной

безопасности», система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя [23]:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности;
- комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Допустимый уровень пожарного риска для зданий и сооружений объекта защиты – не более 10^{-6} воздействия опасных факторов пожара, превышающих предельно допустимые значения, в год в расчете на каждого человека [23].

Система обеспечения пожарной безопасности характеризуется уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполняют одну из следующих задач:

- исключение возникновения пожара;
- обеспечение пожарной безопасности людей;
- обеспечение пожарной безопасности материальных ценностей;
- обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей одновременно.

Исключение возникновения пожара достигается предотвращением образования горючей среды и (или) предотвращением образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается одним из следующих способов или их комбинаций [23]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;

- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы и объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасным способом их размещения;

- поддержанием безопасной концентрации среды в соответствии с нормами и правилами и другими нормативно-техническими, нормативными документами и правилами безопасности;

- поддержанием температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается;

- максимальной механизацией и автоматизацией технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;

- применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается применением одним из следующих способов или их комбинацией:

- применением машин, механизмов, оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.011-78 и Правил устройства электроустановок [23];

- применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;

- применением технологического процесса и оборудования, удовлетворяющего требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93 [23];

- устройством молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;

- поддержанием температуры нагрева поверхности машин, механизмов, оборудования, устройств, веществ и материалов, которые могут войти в контакт

с горючей средой, ниже предельно допустимой, составляющей 80% наименьшей температуры самовоспламенения горючего;

- исключение возможности появления искрового разряда в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания;

- уменьшением определяющего размера горючей среды ниже предельно допустимого по горючести;

- выполнением требований действующих технических регламентов в области пожарной безопасности, строительных норм и правил, сводов правил по пожарной безопасности, государственных и национальных стандартов.

Ограничение массы и (или) объема горючих веществ и материалов, находящихся в обращении на территории площадки, а также наиболее безопасный способ размещения горючих веществ и материалов достигаются применением одного из следующих способов или их комбинацией:

- уменьшением массы и (или) объема горючих веществ и материалов, находящихся одновременно в помещении или на открытых площадках;

- устройством аварийного слива пожароопасных жидкостей и аварийного стравливания горючих газов из аппаратуры;

- периодической очистки территории, на которой располагается объект, помещений, коммуникаций, аппаратуры от горючих отходов, отложений пыли, пуха и т. п.;

- удалением пожароопасных отходов производства.

8.3.1 Характеристика пожарной опасности технологических процессов

Пожарно-техническая характеристика проектируемой ПС:

- ОПУ-ЗРУ 6 кВ – здание категории Д;

- открытая установка трансформатора – наружная установка категории Вн (масло).

Кабельное хозяйство:

Раскладка кабелей в сооружениях и на территории выполняются по нормам с учетом надежности и пожарной безопасности.

Силовые кабели сечением более 16 мм² прокладываются по кабельным конструкциям. Силовые кабели меньшего сечения, а также контрольные кабели, прокладываются в лотках, или металлических коробах. Для разводки кабелей под распределительными устройствами и электротехническими сооружениями предусматриваются двойные полы [23].

Силовые кабели 0,4 кВ и контрольные кабели по территории ПС прокладываются в наземных железобетонных кабельных каналах.

Пересечения кабельных трасс с автодорогами выполняется из блоков монолитными узлами.

При нормальной эксплуатации проектируемых ВЛ и ПС возникновение аварийных ситуаций исключается. Это обеспечивается проектными решениями и соблюдением правил технической эксплуатации.

Причины возникновения аварийных ситуаций можно объединить в две группы [23]:

- внешние;
- внутренние.

К внешним относятся причины, связанные с производственно-хозяйственной деятельностью (нарушение техники безопасности и правил эксплуатации объекта) или же обусловленные природными чрезвычайными ситуациями.

Внутренние причины аварий обусловлены различными процессами, связанными с изменением свойств материалов, дефектами конструкций и изготовления, дефектами ремонта, нерасчетными режимами в сети, которые могут привести к аварийным ситуациям на ВЛ и ПС.

По данным РАО «ЕЭС России» наибольшую повреждаемость имеют: высоковольтные вводы – 22 %, обмотки – 16 %, устройства РПН - 13,5 %. Значительная доля отказов приходится на течи (11 %) и упуск трансформаторного масла (23 %).

Наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание (КЗ). Как показал анализ, повреждения, вызванные

внутренними КЗ, имели место при повреждениях обмоток в 80 % случаев общего числа повреждений обмоток, при повреждениях высоковольтных вводов – 89 %, при повреждениях РПН - 25 % и при повреждениях прочих узлов – 36 % соответственно, включая ошибки при монтаже, ремонте и эксплуатации.

Из зафиксированных случаев повреждений трансформаторов с внутренними короткими замыканиями 15 % сопровождались взрывами и пожарами. Эти повреждения в основном были вызваны повреждениями РПН, обмоток и высоковольтных вводов.

Класс возможных пожаров при возникновении аварийной ситуации – А и Е [23].

8.3.2 Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность

Все пересечения ВЛ с объектами выполнены в соответствии с главой 2.5 ПУЭ 7-го изд.

Для исключения возникновения пожарной ситуации на трассе ВЛ при прохождении через лесные массивы предусмотрена вырубка просеки на ширину охранной зоны. Расстояние от крайних проводов ВЛ 110 кВ до лесного массива составляет 20 м.

Размещение проектируемых зданий, сооружений и наружных установок выполнено в соответствии с их технологической взаимосвязью и соблюдением противопожарных разрывов [23].

В проектируемом здании на подстанции не предусматривается элегазовое и маслосодержащее оборудование.

Расстояние между технологическим зданием ОПУ-ЗРУ 6 кВ и наружными маслосодержащими установками (трансформаторы) принято более 16 м [8].

На территории ПС не предусмотрено:

- наружное противопожарное водоснабжение расположенных вне населенных пунктов отдельно стоящих зданий (сооружений) класса функциональной пожарной опасности Ф5 категорий Д по пожарной и взрывопожарной опасности строительным объемом до 1000 м³ [23];

- внутреннее пожаротушение здания в соответствии п. 4.1.5 д) СП 10.13130.2009 – не требуется, так как здание по взрывопожарной и пожарной опасности имеет категорию Д.

8.3.3 Обоснование решений по проездам и подъездам для пожарной техники

На ПС к зданию (сооружениям) шириной до 18 м по всей их длине, с одной стороны, обеспечен подъезд пожарных автомобилей. Ширина проездов для пожарной техники принята 6,5 м [8].

На подстанции не предусмотрено тупиковых проездов, в конце проезда предусмотрена разворотная площадка [23].

8.3.4 Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений

В соответствии с требованиями Федерального закона №123-ФЗ объекты защиты имеют пожарно-техническую классификацию с учетом следующих критериев [23]:

- степень огнестойкости;
- класс конструктивной пожарной опасности;
- класс функциональной пожарной опасности.

Согласно Федерального закона № 123-ФЗ в проектируемых зданиях и сооружениях предусмотрены конструктивные, объемно-планировочные и инженерно-технические решения, обеспечивающие в случае пожара [23]:

- 1) эвакуацию людей в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- 2) возможность проведения мероприятий по спасению людей;
- 3) возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение зданий;
- 4) возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
- 5) нераспространение пожара на соседние здания, сооружения и строения.

Проектируемое здание на ПС предусматривается полной заводской готовности. Блочно-модульное одноэтажное, прямоугольное в плане здание с

размерами в осях А -Б - 6,75, 1-17 – 36,0 м. Здание ОПУ-ЗРУ 6 кВ состоит из отдельных модулей заводской готовности.

Высота в коньке – 3,20 м (от отметки ноля). Шаг блок-модулей – 2,25 м.

Блок-модули стыкуются по продольной стороне, образуя единую конструкцию. Стыковка блок-модулей происходит при помощи их сдвига с последующим привариванием рамы основания блока к ростверку. В стыках блоков и местах прохода кабелей укладывается утеплитель.

Металлические конструкции здания изготавливаются на заводе, защита их поверхности от коррозии осуществляется в заводских условиях.

Пол устраивается по металлическим конструкциям несущего каркаса здания, между которыми укладывается утеплитель Knauf фасад TS 034 или аналог - 300 мм, утеплитель располагается на гидропароизоляционном материале «Изовек D» или аналоге, снизу подшивается профлист Н35-1000-0.8, сверху, на утеплитель и металлические конструкции, укладывается гидропароизоляционный материал «Изовек D» или аналог, затем алюминиевый лист АМГ2Н2 (Р).

Наружное стеновое и кровельное ограждение выполняется из сэндвич-панелей с негорючим утеплителем с заводской отделкой. Толщина стеновых панелей 200 мм, толщина кровельных панелей 250 мм.

Кровля – двухскатная с уклоном 12°, совмещенная, утеплена минераловатным утеплителем группы горючести НГ, вынос карниза составляет 50 мм.

Для проектируемых зданий (сооружений) предусмотрено устройство пожарных проездов и подъездных путей для пожарной техники [23].

Согласно п.6 ГОСТ 30403-96 класс пожарной опасности применяемых строительных конструкций установлен К0 без проведения испытаний – как для конструкций, выполненных только из материалов группы горючести НГ (негорючие).

Пожарно-техническая характеристика здания ПС 110 кВ Хвойная [23]:

- Категория по взрывопожарной и пожарной опасности – Д;

- Класс конструктивной пожарной опасности – С0;
- Класс пожарной опасности строительных конструкций – К0;
- Класс функциональной пожарной опасности – Ф 5.1;
- Степень огнестойкости – II.

Количество выходов из здания ОПУ принято 3 из условия обеспечения безопасной эвакуации персонала.

Двери эвакуационных выходов и другие двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания.

Двери эвакуационных выходов не имеют запоров, препятствующих их свободному открыванию изнутри без ключа. Двери, предусмотрены глухими или с армированным стеклом. Двери эвакуационных выходов из зданий оборудованы приспособлениями для самозакрывания и уплотнением в притворах.

Высота горизонтальных участков путей эвакуации в свету принята не менее 2 м, ширина горизонтальных участков путей эвакуации – не менее 1 м.

В зданиях на путях эвакуации не применяются материалы с более высокой пожарной опасностью, чем [23]:

- Г2, В2, Д3, Т3 или Г2, В3, Д2, Т2 - для отделки стен, потолков;
- Г2, РП2, Д2, Т2 - для покрытий пола.

8.3.5 Пределы огнестойкости строительных конструкций

Приняты следующие пределы огнестойкости строительных конструкций мобильных зданий контейнерного исполнения, не ниже:

- Несущие элементы –R 90;
- Наружные ненесущие стены – E 15;
- Строительные конструкции бесчердачных покрытий (настилы) – RE 15;
- Строительные конструкции бесчердачных покрытий (фермы, балки, прогоны) – R 15.

В соответствии с характеристикой толстослойного огнезащитного состава «Стабитерм-221» приведенная толщина металла несущих конструкций должна быть не менее 5,8 мм, чтобы обеспечить огнезащитную эффективность – 90 минут.

8.3.6 Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

К зданиям и сооружениям ПС по всей их длине предусмотрены пожарные проезды и подъездные пути для пожарной техники, совмещенные функционально с проездами подъездами, что соответствует требованиям ст. 90 123-ФЗ [23].

Для размещения и разворота передвижной пожарной техники при пожаре предусмотрена площадка, согласно ст. 98 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [23].

Проектируемая ПС 110 кВ Хвойная находится в зоне обслуживания пожарной охраны горно-обогатительного комбината, удаленность пожарной охраны от проектируемого объекта составляет менее 5,0 км, время прибытия подразделения к месту вызова составит не более 15 минут.

На предприятии разрабатывается оперативный план пожаротушения, в котором определяется порядок действий оперативного персонала по созданию безопасных условий для работы пожарных подразделений:

- проверка отключенного положения всех выключателей поврежденного оборудования;
- проверка отсутствия напряжения;
- выдача письменного разрешения командиру пожарного подразделения на тушение пожара.

Отключение электропроводов путем резки допускается при фазном напряжении сети не выше 220 В и только тогда, когда иными способами нельзя обесточить сеть.

Работа личного состава подразделений ГПС по отключению проводов, находящихся под напряжением, должна выполняться в присутствии представителя администрации организации, а при его отсутствии – под наблюдением оперативного должностного лица с использованием комплекта электрозащитных средств.

Предусмотрены следующие организационные и инженерно-технические мероприятия:

1) Ширина проездов, радиусов поворотов внутриплощадочных автодорог на территории подстанции обеспечивают беспрепятственное передвижение пожарной техники;

2) Обеспечена возможность установки пожарных автомобилей в непосредственной близости от электроустановок на безопасном расстоянии от места пожара.

Места постановки пожарных автомобилей оборудуются заземлением, места заземления обозначаются знаками заземления.

Перед началом боевого развертывания руководитель тушения пожара (РТП) обязан:

- выбрать и указать личному составу пожарных подразделений наиболее безопасные и кратчайшие пути прокладки рукавных линий, переноса оборудования и инвентаря;

- установить автомобили, оборудование и расположить личный состав на безопасном расстоянии с учетом возможного вскипания, выброса, разлития горячей жидкости и положения зоны задымления, а также, чтобы они не препятствовали расстановке прибывающих сил и средств;

- избегать установки техники с подветренной стороны;

- установить единые сигналы для быстрого оповещения людей об опасности и известить о них весь личный состав, работающий на пожаре, определить пути отхода в безопасное место.

Сигнал на эвакуацию личного состава должен принципиально отличаться от всех других сигналов на пожаре.

Личный состав подразделений ГПС на пожаре обязан постоянно следить за состоянием электрических проводов на позициях ствольщиков, при разборке конструкций зданий, установке ручных пожарных лестниц и прокладке рукавных линий и своевременно докладывать о них РТП и другим должностным

лицам, а также немедленно предупреждать участников тушения пожара, работающих в опасной зоне [23].

Индивидуальные изолирующие электрозащитные средства (ИИЭС) необходимо принять для обеспечения безопасной работы персонала и пожарных, непосредственно участвующих в тушении пожаров электроустановок, находящихся под напряжением.

Автомобили пожарных частей, охраняющих энергообъекты, должны быть укомплектованы ИИЭС в соответствии с численностью боевого расчета, непосредственно участвующего в тушении пожара.

К электрозащитным средствам, применяемым в подразделениях ГПС, относятся:

- перчатки резиновые диэлектрические;
- галоши (боты) резиновые диэлектрические;
- коврики резиновые диэлектрические размерами не менее 50x50 см с рифленой поверхностью;
- ножницы для резки электропроводов с изолированными ручками;
- переносные заземлители из гибких медных жил произвольной длины, сечением не менее 12 мм для пожарных автомобилей, у которых основная система защиты – защитное заземление.

Заземление переносное для пожарных машин (ЗППМ) предназначено для защиты работающих на пожарных машинах при появлении на машинах наведенного напряжения.

Заземление представляет собой заземляющий проводник, выполненный из гибкого медного провода в прозрачной оболочке, опрессованный на концах медными наконечниками. Наконечники с помощью болтовых соединений крепятся к заземляющим струбцинам.

Ручные пожарные стволы и насосы пожарных автомобилей должны заземляться отдельными заземлителями. При тушении электроустановок под напряжением необходимо соблюдать следующие обязательные условия:

- не допускается приближение пожарных к токоведущим частям электроустановок на расстояние менее 4 м;

- маршруты движения пожарных на боевые позиции должны согласовываться РТП с дежурным персоналом энергообъекта и конкретно указываться каждому пожарному при инструктаже;

- пожарные и водители пожарных автомобилей, обеспечивающие подачу огнетушащих веществ, должны работать в диэлектрических перчатках, ботах или сапогах;

- подачу огнетушащих веществ необходимо производить после заземления ручных пожарных стволов и пожарных автомобилей;

- тушение электроустановок под напряжением ручными средствами при видимости менее 10 м не допускается;

- перестановка сил и средств, изменение боевых позиций и т.п. должны выполняться РТП после согласования со старшим должностным лицом из числа инженерно-технического персонала энергетического объекта.

Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществлять заземление пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах. При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния.

При тушении распыленными струями воды личный состав подразделений ГПС МЧС России, персонал энергопредприятия обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при

- задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование ПС 110 кВ Хвойная.

Проектируемая ПС 110 кВ Хвойная предназначена для нужд строительства и эксплуатации горно-обогатительного комбината на месторождении «Хвойное».

Актуальность темы состоит в необходимости присоединения вновь вводимых объектов горно-обогатительного комплекса Хвойная, Республика Саха Якутия.

Для осуществления поставленной цели был выполнен ряд задач:

1. Разработаны технические решения по проектированию ПС.

– Исполнение подстанции принято в виде схемы №220-5АН «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения. Приняты к установке выключатели ВГТ-220 III-1К-ОП-40 УХЛ1, разъединители РГ-2-220II и трансформаторы тока типаТОГФ-220 III.

– Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 35 кВ (КРУН 35 кВ) выполняется по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения. Электроснабжение КРУН 35 кВ осуществляется от трансформаторов Т-1 и Т-2.

– Распределительное устройство на напряжение 6 кВ (РУ 6 кВ) выполняется по схеме №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

2. Выполнен расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств:

Защита от грозовых перенапряжений принята с помощью ОПН установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Сопротивление ЗУ не более 0,5 Ом.

3. Рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части экологической безопасности был произведен расчет шума силовых трансформаторов, рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

Итогом ВКР является реконструированная ПС 110 кВ Хвойная, отвечающая новым веяниям в энергетике и соответствующая нормативно-правовой базе при проведении работ по строительству объекта электроэнергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
3. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004382> (Дата обращения: 02.03.2023);
4. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2023 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2023.html>.
5. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.
6. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989;
8. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

9. - «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации» Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229 [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/186039/> (Дата обращения: 28.02.2023);

10. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 декабря 2020 года N 999 " Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду" [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573339130?marker=6560IO> (Дата обращения: 07.03.2023);

11. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 28.02.2023);

12. 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: 03.03.2023).

13. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/> (Дата обращения: 05.03.2023).

14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;

15. 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;

16. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат;
17. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf
18. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (Дата обращения: 04.03.2023);
19. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (Дата обращения: 04.03.2023);
20. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006;
21. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.
22. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 05.03.2023);
23. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 03.03.2023);

24. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.
25. ГОСТ Р 55195-2012. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103684> (Дата обращения: 04.05.2023).
26. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (Дата обращения: 01.05.2023).
27. ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (Дата обращения: 06.05.2023).
28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (Дата обращения: 02.05.2023).
29. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. [Электронный ресурс] URL: http://www.tempfsk.host.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf (Дата обращения: 01.05.2023).
30. СП 485.1311500.2020. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. [Электронный ресурс] URL: <https://takir.ru/wp-content/uploads/2021/06/sp-485.1311500.2020.pdf> (Дата обращения: 01.05.2023).